

М.А. ШАБАД

РАСЧЕТЫ
РЕЛЕЙНОЙ
ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ
РАСПРЕДЕЛИ-
ТЕЛЬНЫХ
СЕТЕЙ



М. А. ШАБАД

РАСЧЕТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ РАСПРЕДЕЛИ- ТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Издание третье,
переработанное
и дополненное



Ленинград
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ
Ленинградское отделение
1985

www.samelectric.ru

ББК 31.27.01
Ш 12
УДК 621.316.9/25.001.24 : 621.316.1

Рецензент В. А. СЕМЕНОВ

Михаил Абрамович Шабад
**РАСЧЕТЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
И АВТОМАТИКИ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Редактор В. Н. Миханкова
Художественный редактор Д. Р. Стыванович
Технический редактор Р. К. Чистякова
Корректор А. Н. Акимов

ИБ № 672

Сдано в набор 21.08.84. Подписано в печать 28.11.84. М-21298. Формат 60×90^{1/8}.
Бумага типографская № 2. Гарнитура литературная. Печать высокая.
Усл. печ. л. 18,5. Усл. кр.-отт. 18,5. Уч.-изд. л. 21,92. Тираж 23 000 экз.
Заказ 208. Цена 1 р. 40 к.

Ленинградское отделение Энергоатомиздата.
191041, Ленинград, Марсово поле, 1.

Ленинградская типография № 6 ордена Трудового Красного Знамени
Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгении Соколовой
Совзполнграфпрома При Государственном комитете СССР
по делам издательства, полиграфии и книжной торговли.
193144, Ленинград, ул. Моисеико, 10.

Шабад М. А.

Ш32 Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных
сетей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат.
Ленингр. отд-ние, 1985. — 296 с., ил.

В пер.: 1 р. 40 к. 23 000 экз.

В книге рассмотрены методы и примеры расчета устройств релейной защиты
и автоматики сельских, городских и промышленных электрических сетей 6 и 10 кВ,
линий электропередачи 35, 110 кВ и повышающих трансформаторов 6—110 кВ.
Второе издание книги вышло в 1976 г.; настоящее издание переработано и дополнено
в соответствии с новыми ГОСТ, правилами и директивными материалами по вопросам
защиты и автоматики.

Книга предназначена для инженерно-технических работников, обслуживающих
устройства защиты и автоматики в энергосистемах, электросетевых, промышленных
и сельскохозяйственных предприятиях, а также может быть полезна работникам
проектных и наладочных организаций и студентам электроэнергетических специальностей.

Ш 2302040000—101 115—85
051 (01)—85

ББК 31.27.01
6П2.11

ПРЕДИСЛОВИЕ

Распределительные электрические сети являются важным звеном
в системе производства, передачи и потребления электрической энергии.
Большое значение для надежной работы электросетей имеет
правильное выполнение и настройка устройств релейной защиты и
противоаварийной автоматики (РЗА) и в том числе правильный выбор
рабочих параметров срабатывания (рабочих уставок) аппаратуры РЗА.

Задача книги — оказать практическую помощь работникам электрических
сетей в выполнении расчетов устройств РЗА как отдельных элементов (линий,
трансформаторов), так и небольших узлов распределительных сетей 6—110 кВ.
Книга рассчитана на читателя, знакомого с основами релейной защиты и
автоматики, но не имеющего опыта в расчетах рабочих уставок устройств РЗА.
Поэтому основная часть книги посвящена изложению практических методов
и приемов расчета уставок РЗА и решению примеров, характерных для
современных распределительных сетей, оснащенных типовыми устройствами РЗА.

В третьем издании сохранены в основном материалы предыдущего издания
(1976 г.), но внесены существенные дополнения и некоторые изменения,
вызванные выпуском пятого издания гл. III-2—III-4 «Правил устройства
электроустановок» (1981 г.), нового «Сборника директивных материалов»,
уточнением характеристик ряда реле и плавких предохранителей, появлением
некоторых новых реле и новых устройств РЗА — многофункциональных защит,
выполняемых на новой элементной базе с применением интегральных микросхем
(ИМС).

Значительное место отведено расчетам устройств защиты сетей 10 (6) кВ
сельскохозяйственного назначения, где наряду с традиционными электро-
механическими реле начинают использоваться новые многофункциональные
устройства защиты и автоматики, созданные на элементной базе микроэлектроники.
Применение новой элементной базы не отменяет традиционных принципов действия
защит линий и других элементов электроустановок от коротких замыканий,
например, максимальной токовой, продольной дифферен-

циальной, дистанционной и других защит. Сохраняются и принципиальные положения по выбору основных параметров срабатывания этих защит. Вместе с тем устройства защиты на новой элементной базе могут иметь некоторые характеристики, существенно отличающиеся от характеристик защит на электромеханических реле, что необходимо учитывать при выборе рабочих уставок новых устройств защиты. Особенности выбора уставок некоторых новых устройств защиты линий и трансформаторов распределительных сетей нашли отражение в этой книге.

Для выполнения различных расчетов в энергетике, как и в других отраслях народного хозяйства, сейчас широко используются ЭВМ. С их помощью производятся и расчеты аварийных параметров при различных видах повреждений электрооборудования и в ряде случаев выбор уставок устройств РЗА. Однако и при использовании для расчетов ЭВМ всем работникам служб РЗА важно знать задачи и методы расчетов (выбора уставок) устройств РЗА, для того чтобы правильно готовить для машины исходные материалы и уметь оценивать полученные результаты, т. е. в диалоге «человек—машина» всегда сохранять за собой руководящую роль.

Автор надеется, что рассмотренные в книге методы и примеры расчетов рабочих уставок устройств РЗА окажутся полезными при проектировании, наладке и обслуживании этих устройств, помогут избежать многих неправильных действий устройств РЗА и тем самым предотвратить значительный ущерб народному хозяйству из-за перерывов электроснабжения.

Автор считает своим приятным долгом высказать искреннюю признательность за ценные советы и помощь в работе над книгой профессору А. М. Федосееву, В. А. Семенову, Я. С. Гельфанду и В. А. Рубинчику, а также коллективам служб релейной защиты и отдельным специалистам, приславшим отзывы и пожелания по предыдущим изданиям книги. Особую благодарность автор приносит специалистам энергосистемы Ленэнерго, научный и производственный опыт которых в большой степени способствовал созданию этой книги.

Отзывы и предложения просьба направлять по адресу: 191041, Ленинград, Марсово поле, 1, Ленинградское отделение Энергоатомиздата.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

В-1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Распределительные сети предназначены для передачи электроэнергии потребителям и состоят из линий электропередачи, питающих ряд трансформаторных подстанций, или вводов к электроустановкам потребителей, а также из трансформаторных подстанций и распределительных пунктов [1, 2].

Электрические сети различаются по конструктивному выполнению (воздушные и кабельные линии, токопроводы), по роду тока, напряжению (табл. В-1), по режиму нейтралей трансформаторов, конфигурации, назначению. К распределительным сетям относятся сети переменного тока с номинальным напряжением 0,38—35 кВ, а также сети 110 кВ, а иногда и 220—330 кВ, не входящие в так называемую основную сеть энергосистемы и предназначенные для питания трансформаторных подстанций.

Таблица В-1

Междуфазные напряжения электрических распределительных сетей трехфазного тока 50 Гц

Напряжения, кВ		
номинальное	наибольшее	среднее (для расчета токов к. з.)
0,22/0,127	—	0,22/0,127
0,38/0,22	0,4/0,23	0,4/0,23
0,66/0,38	0,69/0,4	0,69/0,4
3	3,5	3,15
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23,0	20,0
35	40,5	37,0
110	126,0	115,0
150	172,0	154,0
220	252,0	230,0
330	373,0	330,0

Примечание. Номинальные и наибольшие напряжения указаны по ГОСТ 721—74 и 721—77.

Сети 6—35 кВ в СССР работают с изолированной или компенсированной нейтралью и характеризуются малыми токами замыкания на землю. Сети 110 кВ и выше обычно работают с заземленной нейтралью и характеризуются большими токами короткого замыкания (к. з.) на землю. В аналогичном режиме работают и сети 0,38 кВ.

По конфигурации электросети делятся на разомкнутые (радиальные) и замкнутые. Разомкнутые сети имеют одностороннее питание, замкнутые — одно- или многостороннее питание. Промежуточное положение с точки зрения релейной защиты и автоматики занимают

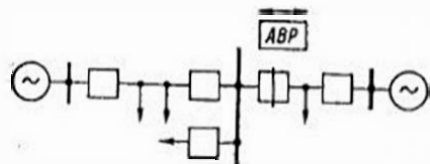


Рис. В-1. Схема участка распределительной сети с устройством АВР двустороннего действия

нормально разомкнутые сети, которые в послеаварийном или ремонтном режиме могут получать питание с противоположной стороны (рис. В-1).

По назначению распределительные сети 6; 10; 35 кВ обычно подразделяют в соответствии с основным потребителем на *сельские, городские*

и промышленные. Эти несколько условные названия дают, тем не менее, представление об особенностях и потребителях, и сетей, и их релейной защиты (гл. 1).

Понижающие трансформаторы распределительных сетей различаются мощностями, напряжениями и схемами соединения обмоток (стандартными являются схемы соединения $Y/\Delta-11$, $Y/Y/\Delta-0-11$, а также $Y/Y-0$ и $\Delta/Y-11$), диапазонами и способами регулирования напряжения, напряжениями к. з. (u_k , %). Защита трансформаторов выполняется в зависимости от этих данных (гл. 2).

В-2. ТРЕБОВАНИЯ К РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ

Релейная защита элементов распределительных сетей должна отвечать требованиям «Правил устройства электроустановок» [1], которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты: *быстродействию, селективности, надежности и чувствительности*.

Быстродействие релейной защиты должно обеспечивать наименьшее возможное время отключения коротких замыканий. Быстрое отключение к. з. не только ограничивает область и степень повреждения защищаемого элемента, но и обеспечивает сохранение бесперебойной работы неповрежденной части энергосистемы, или электростанции, или подстанции. Быстрое отключение к. з., как известно, предотвращает нарушение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и синхронных электродвигателей, облегчает самозапуск электродвигателей, повышает вероятность успешных действий устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резервного питания (АВР).

Селективным (избирательным) действием защиты называется такое действие, при котором автоматически отключается только поврежденный элемент электроустановки (трансформатор, линия, электродвигатель и т. п.). Обеспечение селективной работы устройств защиты — одна из важнейших задач, решаемых при проектировании и обслуживании этих устройств.

Требования селективности и быстродействия наиболее просто удовлетворяются при использовании защит, обладающих абсолютной селективностью, как, например, дифференциальные защиты трансформаторов, линий и других элементов энергосистемы. По принципу действия они не срабатывают при к. з. на смежных элементах и поэтому выполняются с мгновенным действием на отключение поврежденного элемента. Но такие защиты не могут использоваться в качестве резервных при к. з. на смежных элементах, для этих целей применяются защиты, обладающие относительной селективностью (максимальные токовые, дистанционные), которые в общем случае должны выполняться с выдержками времени [3]. Время срабатывания этих защит в распределительных сетях выбирается, как правило, только по условию селективной работы при к. з., но могут быть случаи, когда требуется снижение времени отключения к. з. даже в ущерб селективности.

«Правила» [1] допускают неселективное действие защиты, исправляемое последующим действием устройств АПВ или АВР, в следующих случаях:

для быстрого отключения к. з. с целью предотвращения нарушения устойчивой работы энергосистемы или электроустановок потребителей (см. § 1-2, п. 2);

при использовании упрощенных главных электрических схем подстанций с отделителями в цепях трансформаторов (или линий), которые отключаются в *бестоковую паузу*; это же допущение может быть отнесено к линиям, питающим трансформаторы, защищаемые плавкими предохранителями или открытыми плавкими вставками.

Допустимое время отключения к. з. по условиям предотвращения нарушения устойчивости работы энергосистемы или электроустановок потребителей определяется службами (группами) электрических режимов энергосистемы. Приблизительно считается, что защита должна действовать без замедления при всех к. з., обуславливающих остаточные напряжения ниже $(0,6 \div 0,7)U_{ном}$ на сборных шинах, через которые осуществляется параллельная работа синхронных машин или питаются ответственные потребители [1].

Быстрое отключение к. з. может потребоваться и для сохранения в целости линий с малым сечением проводов, не обладающих необходимой термической стойкостью при имеющемся уровне токов к. з. (пример 1-1).

Во всех остальных случаях действие защиты может происходить с замедлением до нескольких секунд. Выбор выдержек времени, определяемый требованиями селективности и некоторыми другими условиями, рассматривается ниже.

Надежность функционирования релейной защиты предполагает надежное срабатывание устройства при появлении условий на срабатывание и надежное несрабатывание устройства при их отсутствии. Надежность функционирования релейной защиты должна обеспечиваться устройствами, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению и условиям применения, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

Наряду с выполнением всех необходимых мероприятий по обеспечению надежности функционирования устройств релейной защиты должно предусматриваться резервирование возможных отказов защит или выключателей. «Правила» [1] указывают на необходимость установки резервных защит, обеспечивающих *дальнее резервирование*, т. е. способных действовать при к. з. на смежных линиях в случае отказа собственной защиты или выключателя поврежденной линии (шин, трансформатора и т. п.).

Если дальнейшее резервирование при к. з. на каком-либо элементе не обеспечивается, то на этом элементе должно осуществляться *ближнее резервирование*, т. е. установка двух или более независимых устройств защиты, резервирующих друг друга. Как правило, в сетях 110 кВ и выше также выполняются специальные устройства резервирования при отказе выключателей (УРОВ).

В тех случаях, когда полное обеспечение дальнего резервирования связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно, «Правила» допускают не резервировать отключения к. з. за трансформаторами, на реактированных линиях, в конце длинного смежного участка линии напряжением 6—35 кВ, а также на линиях напряжением 110 кВ и выше при наличии ближнего резервирования. Допускается осуществлять дальнейшее резервирование только при наиболее частых видах повреждения (например, при к. з. на землю в сетях 110 кВ и выше, которые составляют примерно 85 % всех видов к. з.). Допускается предусматривать неселективное действие защиты при к. з. на смежных элементах (при дальнем резервном действии) с обесточением в отдельных случаях подстанций; при этом следует по возможности обеспечивать исправление этих неселективных отключений действием устройств АПВ или АВР.

Чувствительностью релейной защиты называют ее способность реагировать на все виды повреждений и аварийных режимов, которые могут возникать в пределах основной защищаемой зоны и зоны резервирования. Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициентов чувствительности, значения которых для разных типов защиты и реле указываются в «Правилах» [1]. Определение коэффициентов чувствительности производится при наиболее неблагоприятных видах повреждения, но для реально возможного режима работы электрической системы. Все короткие замыкания при этом рассматриваются как *металлические*, т. е. не учитываются возможные переходные сопротивления в месте к. з. и в том числе сопротивление электрической дуги [1].

Если при расчете коэффициентов чувствительности выясняется, что возможно неселективное действие защиты последующего (питающего) элемента из-за отказа вследствие недостаточной чувствительности защит предыдущего элемента, то чувствительность этих защит необходимо согласовывать между собой. Методы и примеры согласования чувствительности однотипных и разнотипных защит смежных элементов, обеспечивающие их селективную работу, рассматриваются в соответствующих главах книги. Вместе с тем «Правила» допускают не согласовывать между собой чувствительность тех ступеней защит смежных элементов, которые предназначены для дальнего резервирования, если неотключение к. з. вследствие недостаточной чувствительности защиты последующего (питающего) элемента, например, автотрансформатора, может привести к тяжелым последствиям. Решение об отказе согласования чувствительности защит должно утверждаться руководством энергетического предприятия наряду с решениями о вынужденном выполнении неселективных защит или других отступлений от основных требований к релейной защите.

В.3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТУ (ВЫБОРУ УСТАВОК) РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Расчет релейной защиты заключается в выборе рабочих параметров срабатывания (рабочих уставок) как отдельных реле, так и комплектных устройств релейной защиты, а в будущем — многофункциональных устройств защиты. Во всех существующих и разрабатываемых устройствах защиты должна быть предусмотрена возможность плавного или ступенчатого изменения параметров срабатывания в определенных пределах.

В настоящее время выбор рабочих уставок защиты принято производить в расчете на «наихудший случай» (реально возможный), учитывая, что неправильное действие защиты даже при маловероятном сочетании обстоятельств может привести к большому ущербу в народном хозяйстве.

При выполнении расчетов релейной защиты в распределительных сетях необходимо строго соблюдать действующие «Правила» [1], «Руководящие указания по релейной защите» [4—6], а также директивные указания Главного технического управления, выпускаемые в виде противоаварийных и эксплуатационных циркуляров, решений и сборников [7].

К сожалению, специальные руководящие указания по релейной защите распределительных сетей ниже 35 кВ пока что отсутствуют. Поэтому, рассматривая примеры расчета защит в сетях 6 и 10 кВ, автор использовал указания [1—9], опыт эксплуатации релейной защиты в этих сетях [10—11], типовые разработки ведущих проектных и научных институтов, техническую информацию заводов-изготовителей. При этом надо отметить, что некоторые рекомендации, а также расчетные коэффициенты, принятые в примерах, нуждаются в дальнейшей проверке в условиях эксплуатации.

Для выполнения расчета релейной защиты (выбора уставок) прежде всего необходимы полные и достоверные исходные данные, к которым относятся:

схема защищаемой сети и режимы ее работы (с указанием, как создаются рабочие и ремонтные режимы — автоматически или неавтоматически);

сопротивления и э. д. с. (или напряжения) питающей системы для максимального и минимального режимов ее работы;

режимы заземления нейтралей силовых трансформаторов; параметры линий, трансформаторов, реакторов и т. д.; значения максимальных рабочих токов линий, трансформаторов и т. д. в рабочих, ремонтных и послеаварийных режимах; характеристики электроприемников (особенно крупных электродвигателей);

типы выключателей; типы и параметры измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения с указанием мест их установки в схеме сети;

типы и параметры срабатывания (уставки) существующих устройств релейной защиты и автоматики на смежных элементах (как питающих, так и отходящих);

типы и принципиальные схемы устройств релейной защиты и автоматики, подлежащих расчету.

Для обеспечения селективности рабочие уставки защит смежных элементов должны быть согласованы между собой. Поэтому выбор уставок следует производить, как правило, не для одного элемента, а для участка сети. При необходимости расчета уставок защиты одного вновь включаемого элемента надо согласовать выбранные уставки с уставками существующих защит, по возможности не изменяя последних. Следует избегать «сменных уставок», изменяемых в связи с изменением режима сети, так как производить смену уставок автоматически — сложно, а ручную — требует много времени и повышает вероятность ошибок в настройке защиты.

В общем случае релейная защита не должна ограничивать возможности полного использования основного электрического оборудования сети. Однако при разработке режимов работы сети, в свою очередь, должны учитываться и технические возможности типовых устройств релейной защиты. Не исключено, что по результатам расчета уставок некоторые редкие режимы могут быть запрещены, чтобы не усложнять релейную защиту.

При выборе первичных схем электроустановок и сетей следует учитывать условия выполнения более простой и надежной релейной защиты и возможности предотвращения или ликвидации нарушений, обеспечиваемые автоматикой. Последнее также подчеркивает необходимость комплексного рассмотрения вопросов релейной защиты и противоаварийной автоматики сети (АПВ, АВР, делительных устройств и др.).

Немаловажное значение имеет оформление материалов расчета релейной защиты и автоматики.

Расчет уставок должен состоять, как правило, из разделов:

1. Исходные данные (с указанием источников информации).

2. Расчет токов к. з.

3. Выбор уставок (с необходимым графическим материалом в виде схем, карт селективности и др.).

4. Результаты расчета. Этот раздел должен содержать окончательно выбранные уставки и другие данные для регулировки (максимальные токи к. з., коэффициенты возврата реле и т. п.), а также при необходимости указания по изменению проектной схемы защиты, замене некоторых типов реле и т. д.

Рекомендуется прикладывать к расчету схему сети с условными обозначениями типов релейной защиты и указанием выбранных уставок. В характерных точках сети на схеме могут быть приведены значения токов к. з.

На основании расчета составляются задания на наладку защиты каждого из элементов сети.

Задание на наладку защиты должно содержать:

1) наименование и технические данные защищаемого элемента (необходимые для расчета токов к. з. и уставок защиты);

2) тип, коэффициент трансформации, схему соединения и место установки трансформаторов тока и при необходимости трансформаторов напряжения;

3) номера принципиальных схем релейной защиты, автоматики и управления защищаемого элемента, дату их выпуска и наименование организации, выпустившей эти схемы (или одну общую схему);

4) рабочие уставки основных реле тока и напряжения (с указанием номеров позиций в схеме и типов реле) в первичных и вторичных величинах, коэффициенты возврата, максимальные вторичные величины для проверки надежности работы контактной системы реле; для токовых реле, имеющих ступенчатую регулировку тока срабатывания, дополнительно указываются ориентировочные числа витков или номера контактных разъёмных соединений, требующие уточнения при настройке реле; для токовых реле, имеющих обратную зависимость времени действия от тока, дополнительно указываются ток и время срабатывания, соответствующие независимой части характеристики, а при необходимости особенно точной настройки — еще несколько контрольных точек (тока и времени) в зависимой части характеристики (например, при вынужденном уменьшении степени селективности);

5) для реле направления мощности задаются максимальные токи и напряжения, при которых должен отсутствовать «самоход» на срабатывание реле, мощность срабатывания (чувствительность) при угле максимальной чувствительности, значение максимального тока для проверки надежности работы контактов (формы задания для более сложных реле и панелей защиты приведены в соответствующих инструкциях по наладке);

6) рабочие уставки вспомогательных реле: время замыкания реле времени, время срабатывания и возврата специальных промежуточных реле с замедлением действия, ток срабатывания специальных

промежуточных реле и реле времени, включаемых в цепи трансформаторов тока.

В примечании к заданию могут указываться расчетные условия, для которых выбраны рабочие уставки: максимальные рабочие токи защищаемого элемента, режимы его работы и т. п. При необходимости указываются сменные уставки. В задании следует привести и конкретные указания по эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики (если таковые имеются), которые затем будут включены в инструкцию для оперативного дежурного персонала.

Задание должно быть согласовано с организацией, эксплуатирующей энергетический объект, от которого получает питание защищаемый элемент.

Все сделанные расчеты и задания на наладку должны регистрироваться в специальных журналах.

Для правильной организации труда расчетчика на его рабочем месте должны находиться необходимые *справочные материалы*: краткий математический справочник, электротехнический справочник, характеристики реле, панелей защиты и плавких предохранителей (характеристики зависимых реле и предохранителей должны быть построены в достаточно большом масштабе), характеристики трансформаторов тока, расчетные кривые для расчета токов к. з. в сетях с местными электростанциями, литература по релейной защите.

У расчетчика должны быть сосредоточены также местные справочные материалы: сборник параметров основных элементов энергосистемы или электросети (постоянно корректируемый и пополняемый по мере сооружения новых линий, установки новых трансформаторов); схемы сети; таблицы максимальных рабочих токов линий и трансформаторов; карта уставок, представляющая собой упрощенную принципиальную схему сети с обозначением типов релейной защиты и автоматики и их уставок (в крупных сетях выполняют несколько карт уставок для сетей 110, 35, 10 кВ и т. п.).

Полезны материалы, облегчающие труд расчетчика при массовых расчетах: номограммы для расчетов токов к. з. в распределительных сетях 6 и 10 кВ, формы таблиц для проведения типовых расчетов релейной защиты основных элементов сети и т. п.

В крупных энергосистемах и энергообъединениях сейчас широко используются электронно-вычислительные машины (ЭВМ) для расчетов электрических величин при к. з. и сложных видах повреждений, а также для выбора уставок некоторых типов релейной защиты и автоматики, главным образом, в основной части системы. Для расчетов релейной защиты распределительных сетей, в особенности сложных замкнутых сетей с двумя и более источниками питания, с параллельными линиями 110 кВ и выше также целесообразно использовать ЭВМ. Полученные результаты расчетов на ЭВМ должны оформляться таким образом, чтобы ими легко можно было воспользоваться повторно.

И наконец необходимо подчеркнуть, что расчеты релейной защиты требуют не только определенных знаний и навыков, но и в большой степени аккуратности и внимательности.

РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ЛИНИЙ 6 И 10 КВ СЕЛЬСКИХ, ГОРОДСКИХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

1-1. ОСНОВНЫЕ УСЛОВИЯ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

Защита от коротких замыканий линий 6 и 10 кВ распределительных сетей осуществляется преимущественно с помощью максимальных токовых защит.

В соответствии с применяемыми типами реле максимальные токовые защиты могут иметь не зависимое от тока время срабатывания (реле тока типа РТ-40 и реле времени типа РВ или РВМ) или наоборот зависимое от тока время срабатывания (реле тока типов РТ-80, ЛТЗ, РТВ). Последние имеют ограниченно зависимую характеристику $t_p = f(I_p)$, причем переход на независимую часть характеристики происходит у разных типов реле при различных кратностях тока I_p по отношению к току срабатывания реле $I_{с.р.}$. Сокращенно называют эти защиты с зависимой (рис. 1-1) или независимой (рис. 1-2) характеристикой. Характеристики реле типов РТ-80 и РТВ приведены в приложении.

Более пологие характеристики, например у реле РТВ-IV -- РТВ-VI, позволяют лучше обеспечить селективность защиты с плавкими предохранителями и автоматами относительно мощных отходящих элементов. Более крутые характеристики позволяют наилучшим образом произвести согласование с независимыми защитами питающих элементов. У полупроводниковой токовой защиты типа ЛТЗ имеется возможность выбора одной из обратно зависимых от тока характеристик времени срабатывания с переходом на независимую часть при кратности тока от 1,4 (подобно РТВ-1) до 3 (подобно РТВ-IV). У другой полупроводниковой токовой защиты типа ТЗВР зависимая от тока часть характеристики срабатывания представляет собой наклонную *прямую* линию (характеристика *в* на рис. 1-1, *а*). Крутизна наклона характеристики может изменяться (примеры 1-3 и 1-10). Большие возможности выбора характеристик срабатывания токовых защит предусмотрены в многофункциональном защитном устройстве типа ЯРЭ-2201 (пример 1-26).

Расчет максимальной токовой защиты заключается в выборе тока срабатывания защиты (первичного), тока срабатывания реле (для принятой схемы защиты и типа реле).

времени срабатывания защиты (с независимой характеристикой) или характеристики срабатывания токовых реле (для защиты с зависимой характеристикой).

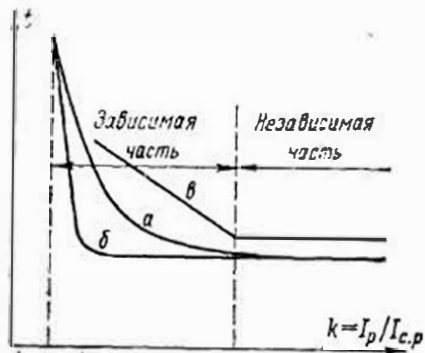


Рис. 1-1. Зависимые от тока характеристики срабатывания максимальной токовой защиты с реле типа РТ-80 (а), РТВ-1 (б) и защиты типа ТЗВР (в)

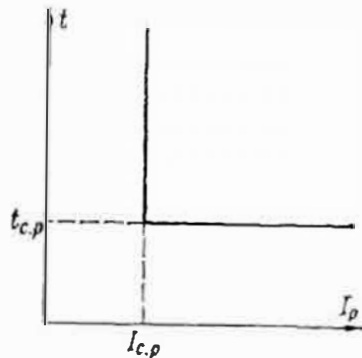


Рис. 1-2. Не зависящая от тока характеристика срабатывания максимальной токовой защиты

Кроме того, производится расчетная проверка трансформаторов тока (§ 1-3), а также проверка термической стойкости защищаемого элемента при выбранном времени срабатывания защиты (примеры 1-1 и 1-18).

А. Выбор тока срабатывания

Уставки по току максимальной токовой защиты должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты на отключение защищаемой линии при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия (по току и по времени) с защитами питающих («последующих») и отходящих («предыдущих») элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах к. з. в основной защищаемой зоне и в зоне резервирования.

1. Условие несрабатывания на отключение при послеаварийных перегрузках. Для того чтобы обеспечить это условие, следует рассмотреть все возможные послеаварийные режимы.

а. Отключение с выдержкой времени близкого трехфазного к. з. на отходящем элементе (Л2 на рис. 1-3). В момент к. з. одновременно срабатывают токовые реле защит 2 и 1, но из-за разного времени действия прежде срабатывает защита 2. Ток, проходящий через защиту 1 после отключения к. з., может оказаться значительно большим, чем перед аварией. Это объясняется тем, что двигатели нагрузки Н подстанции 2, затормозившиеся или остановившиеся во

время снижения напряжения при к. з., начинают запускаться после восстановления напряжения. Такой процесс называется *самозапуском*, а коэффициент, показывающий, во сколько раз при этом может увеличиться рабочий ток предаварийного режима питающего элемента (Л1 на рис. 1-3), называется *коэффициентом самозапуска* ($k_{сзп}$).

Процесс самозапуска может продолжаться 10—15 с, и поэтому нецелесообразно обеспечивать несрабатывание защиты 1 путем увеличения ее времени действия.

Несрабатывание максимальной защиты на отключение достигается выбором тока возврата токовых реле, большим, чем наибольший ток в режиме самозапуска. Обозначив отношение тока возврата к току срабатывания реле коэффициентом k_n , получаем известное выражение для выбора тока срабатывания максимальной защиты:

$$I_{c.z} \geq \frac{k_n k_{сзп}}{k_B} I_{раб. макс} \quad (1-1)$$

где k_n — коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, в зависимости от типа реле может приниматься равным 1,1—1,2 (реле РТ-40, РТ-80) или 1,2—1,4 (реле РТВ); k_B — коэффициент возврата реле, в зависимости от типа реле может составлять 0,8—0,85 (реле РТ-40, РТ-80, РТ-90), 0,6—0,7 (реле РТВ) или около 1 (полупроводниковые максимальные реле тока или устройства защиты типа ЛТЗ, ЯРЭ, ТЗВР и т. п.); $k_{сзп}$ — коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы и параметров питающей сети, от выбранных параметров срабатывания защиты и автоматики; $I_{раб. макс}$ — максимальный рабочий ток (ток нагрузки) защищаемого элемента, значение которого определяется в конкретных условиях главным образом в зависимости от вида защищаемого элемента (воздушная линия, кабельная линия, трансформатор и т. п.) и возможных режимов его работы.

Определение $k_{сзп}$ и $I_{раб. макс}$ в различных условиях и для разных категорий нагрузки производится по-разному, что будет показано в примерах расчета.

б. *Восстановление питания действием АПВ или АВР после бестоковой паузы.* При восстановлении напряжения после перерыва питания (бестоковой паузы), например подстанции 1 (рис. 1-3) по линии Л1 за счет самозапуска нагрузки Н и нагрузки линии Л2 может проходить ток, больший, чем $I_{раб. макс}$ этой линии, в $k_{сзп}$ раз. Бездействие максимальной защиты 1 линии должно обеспечиваться выбором тока срабатывания по выражению

$$I_{c.z} \geq k_n k_{сзп} I_{раб. макс} \quad (1-2)$$

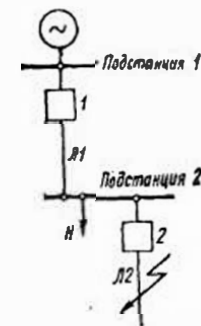


Рис. 1-3. Схема сети с односторонним питанием в одиночными линиями
1, 2 — защиты линии; Н — нагрузка

где все обозначения такие же, как в выражении (1-1), но численные значения $k_{с.п}$ могут быть различными.

Для снижения токов самозапуска (и снижения $k_{с.п}$) в режиме после АПВ или АВР могут применяться различные способы, уменьшающие число двигателей, участвующих в самозапуске (использование поочередного АВР, использование защиты минимального напряжения для отключения менее ответственных двигателей перед АВР и т. п.).

Однако в тех случаях, когда нагрузка преимущественно состоит из электродвигателей, главным образом высоковольтных, участвующих в самозапуске (например, нагрузка собственных нужд тепловых электростанций), при подаче напряжения на заторможенные двигатели может произойти кратковременное срабатывание токовых реле максимальной защиты, настроенных по (1-2), за счет аперриодической составляющей тока самозапуска, не учитываемой коэффициентом $k_{с.п}$. Для обеспечения несрабатывания максимальной защиты на отключение следует в выражение (1-2) ввести коэффициент возврата токовых реле, т. е. производить выбор $I_{с.з}$ в соответствии с формулой (1-1).

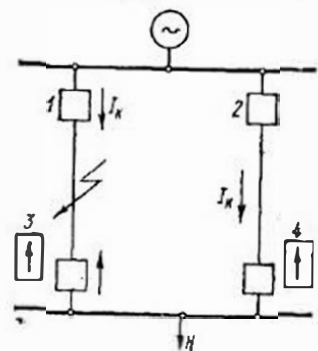


Рис. 1-4. Схема сети с одним источником питания и параллельными линиями
1, 2 — неисправленные защиты линий; 3, 4 — направленные защиты линий; N — нагрузка

Ток срабатывания максимальных защит 1 и 2 должен выбираться по выражению (1-1), в котором значение $I_{раб. макс}$ принимается с учетом максимально допустимой перегрузки оставшегося в работе элемента В зависимости от вида защищаемого элемента перегрузка допускается в пределах 20—40 % номинального тока (для кабелей 6 и 10 кВ и силовых трансформаторов) или совсем не допускается (кабели выше 10 кВ и реакторы). Значения допускаемых перегрузок определяются службами (группами) эксплуатации линий и подстанций.

г. Автоматическое включение дополнительной нагрузки при срабатывании устройства АВР. При нормальной работе двух элементов (рис. 1-5), каждого со своей нагрузкой, и действии АВР после отключения одного из них (N1 или N2) по оставшемуся элементу будет проходить свой рабочий ток плюс ток самозапуска нагрузки отключившегося элемента.

Бездействие максимальной защиты оставшегося элемента может быть обеспечено путем выбора тока срабатывания защиты по выражению (записанному для N1)

$$I_{с.з N1} \geq k_{н} (k_{с.п} I_{раб. макс N2} + I_{раб. макс N1}), \quad (1-3)$$

где все обозначения такие же, как в выражении (1-1). При этом аналогично изложенному в п. «б» для объектов, где нагрузка преимущественно состоит из электродвигателей, участвующих в самозапуске (типа собственных нужд тепловых электростанций), выражение (1-3) следует применять с учетом коэффициента возврата токовых реле (как в п. «б»), а также с учетом увеличения тока работающих двигателей неповрежденной секции при подключении к ней заторможенных двигателей другой секции в результате действия АВР (рис. 1-5). Выражение (1-3), записанное для N1, принимает вид:

$$I_{с.з N1} \geq \frac{k_{н}}{k_{в}} (k_{с.п} I_{раб. макс N2} + k_{в}' I_{раб. макс N1}), \quad (1-3а)$$

где $k_{в}$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока N1 из-за понижения напряжения при подключении к ней затормозившихся двигателей, ранее питавшихся по линии N2; значение этого коэффициента в приближенных расчетах может приниматься в пределах 1,5—2; при более точных расчетах следует определить суммарный ток самозапуска. В этом расчете необходимо учесть возрастание тока, потребляемого электродвигателями неповрежденной секции после срабатывания устройства АВР и подключения к ней заторможенных электродвигателей другой секции. В расчете это учитывается путем уменьшения сопротивления неотключившейся нагрузки в 2,5 раза по сравнению с сопротивлением ее при номинальном токе [7]. Тогда выражение (1-3), записанное для N1, принимает вид

$$I_{с.з N1} \geq \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{с.з. сум}, \quad (1-3б)$$

где $I_{с.з. сум}$ — суммарный расчетный ток самозапуска по линии N1 в момент подключения к ней полностью заторможенной электродвигательной нагрузки N2 (рис. 1-5), представляющий собой сумму максимального тока самозапуска электродвигателей нагрузки N2 и возросшего тока работающих электродвигателей нагрузки N1 (пример 1-22).

При выборе значения $I_{раб. макс}$ в выражениях (1-3) и (1-3а) необходимо учитывать допустимые перегрузки защищаемых элементов аналогично изложенному в п. «в».

В соответствии с пп. «а»—«г» за расчетный принимается наибольший расчетный ток срабатывания защиты.

2. Условие согласования чувствительности защит (согласование по току). «Правила» [1] указывают, что в тех случаях, когда воз-

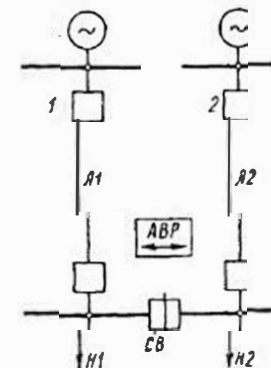


Рис. 1-5. Схема раздельной работы двух линий с устройством АВР двустороннего действия на секционном выключателе (CB)

N1, N2 — нагрузки первой и второй секций приемной подстанции

Рекомендуемые значения $k_{н.с}$ для расчета максимальной токовой защиты линий 6—35 кВ распределительных сетей

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

Примечание. Для защит с реле РТ-40 (и ЭТ-520) линий 110 кВ $k_{н.с} \approx 1,1 \div 1,2$.

можно действие защиты последующего элемента из-за отказа вследствие недостаточной чувствительности защиты предыдущего элемента, чувствительность этих защит необходимо согласовывать между собой. Это согласование заключается в выборе таких параметров срабатывания (в данном случае токов срабатывания), при которых последующая защита, расположенная ближе к источнику питания, имела бы больший ток срабатывания, т. е. была бы менее чувствительна, чем предыдущая защита, расположенная дальше от источника (рис. 1-6). Соблюдение этого условия обеспечивает селективную работу последующей защиты при к. з. в зоне действия предыдущей защиты, когда токи к. з. близки по значению к токам срабатывания защит. Такие значения токов к. з. могут иметь место при к. з. через переходные сопротивления, при повреждениях в обмотках трансформаторов, реакторов, электродвигателей. При выполнении условия согласования чувствительности защит действие защиты последующего элемента при к. з. на предыдущем элементе может произойти только при неисправности предыдущей защиты, но не в результате ее недостаточной чувствительности.

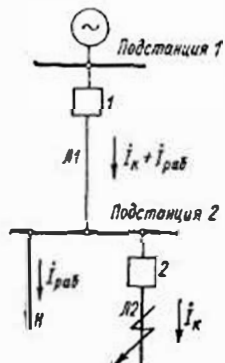


Рис. 1-6. Токораспределение при удалении к. з. в сети с односторонним питанием
1 — последующая защита; 2 — предыдущая защита

При согласовании чувствительности защит необходимо учитывать возможность существенного влияния токов нагрузки, имея в виду, что при удаленных к. з. на одном из предыдущих элементов ($Л2$) напряжение на шинах (подстанции 2) может сохраняться близким к нормальному. При этом через питающий элемент ($Л1$) будет проходить геометрическая сумма тока к. з. I_k поврежденного элемента ($Л2$) и токов нагрузки $I_{раб}$ остальных неповрежденных элементов (рис. 1-6).

В распределительных сетях 6 и 10 кВ соотношения индуктивного (x) и активного (r) сопротивлений линий таковы, что углы между напряжением и током при к. з. ($\varphi_k = \varphi_n$) близки углам между напряжением и током в нормальном режиме нагрузки ($\varphi_{раб}$). Поэтому при расчетах максимальных защит в распределительных сетях допустимо токи к. з. (I_k) и токи нагрузки ($I_{раб}$) складывать арифметически. Возможные погрешности (в пределах до 10 %) могут только улучшить условия согласования.

Таким образом, с учетом токов нагрузки условие согласования чувствительности для последующей максимальной токовой защиты имеет вид:

$$I_{с.з. посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_p} \left[(nI_{с.з. пред})_{\max} + \sum_1^{N-n} I_{раб. макс} (N-n) \right], \quad (1-4)$$

где $k_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования, значение которого зависит от точности работы реле и трансформаторов тока, точности

настройки реле (рекомендуемые значения приведены в табл. 1-1); k_p — коэффициент токораспределения, учитывается при наличии нескольких источников питания, при одном источнике питания равен 1; $(nI_{с.з. пред})_{\max}$ — наибольшее из произведений числа (n) параллельно работающих элементов (предыдущих) и тока срабатывания их защит (одинакового для каждого из них, рис. 1-7); $\sum_1^{N-n} I_{раб. макс} (N-n)$ —

геометрическая сумма максимальных рабочих токов всех предыдущих элементов подстанции, за исключением тех, с защитами которых производится согласование; при однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение рабочих токов (нагрузки), что создает некоторый расчетный запас.

Поясним сказанное примером (рис. 1-7). Токи срабатывания максимальных защит элементов подстанции 2 следующие: 2 — 1500 А; 3, 4 — по 1000 А у каждой защиты; 5, 6, 7 — по 600 А у каждой защиты. Наибольшим из произведений $nI_{с.з. пред}$ оказывается 2000 А, которое и должно быть принято для подстановки в выражение (1-4) при выборе тока срабатывания защиты 1 (последующей).

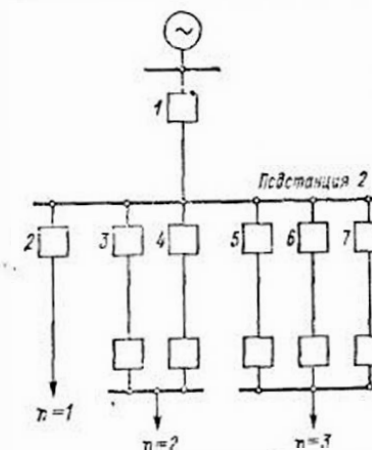


Рис. 1-7. Схема с параллельно работающими предыдущими элементами (2—7)

Если у параллельно работающих предыдущих элементов (n) разные токи срабатывания, то выражение (1-4) имеет вид:

$$I_{с.з. посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_{р}} \left(\sum_1^n I_{с.з. пред. макс (n)} + \sum_1^{N-n} I_{убв. макс (N-n)} \right), \quad (1-4a)$$

где $\sum_1^n I_{с.з. пред. макс (n)}$ — наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания максимальных защит параллельно работающих элементов (n); при разнице между углами сдвига фаз $\varphi_n = \varphi_n$ предыдущих элементов одной и той же подстанции не более $40-50^\circ$ допустимо арифметическое сложение токов срабатывания их максимальных защит.

При выборе наиболее тяжелых расчетных условий для согласования чувствительности максимальных защит следует: для предыдущих элементов принимать режим, когда включено наибольшее реально возможное количество элементов, в том числе и параллельно работающих; для последующих элементов принимать минимальный режим, когда включено наименьшее число параллельно работающих элементов, при этом с маловероятными режимами допустимо не считаться.

Наибольшие трудности вызывает согласование между собой максимальных защит с разными характеристиками, максимальных защит — с дистанционными защитами, с предохранителями, а также согласование защитных устройств в сетях с параллельно работающими элементами и трансформаторами, имеющими большие диапазоны регулирования напряжения (последнее рассматривается в гл. 2).

3. Обеспечение чувствительности защиты. Чувствительность защиты определяется коэффициентом чувствительности ($k_{ч}$). Для защит линий с включением реле на разность фазных токов ($k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$) и для защит трансформаторов расчет $k_{ч}$ целесообразно производить по вторичным токам:

$$k_{ч} = I_{р. мин} / I_{с.р} \quad (1-5)$$

где $I_{р. мин}$ — ток в реле при металлическом к. з. в конце защищаемой зоны в минимальном режиме работы питающей системы, значение его зависит от вида к. з., схемы максимальной токовой защиты и вида защищаемого элемента, а также от режимов его работы (например, при параллельной работе двух и более защищаемых элементов ток к. з. по каждому из них, как правило, меньше тока при том же к. з., но при работе только одного из них); $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле (уставка), который определяется как

$$I_{с.р} = I_{с.з} k_{сх}^{(3)} / n_{т} \quad (1-6)$$

где $I_{с.з}$ — ток срабатывания защиты, наибольший из полученных по выражениям (1-1) — (1-4); $n_{т}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока; $k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме.

Коэффициент схемы, как известно, показывает, во сколько раз ток в реле защиты больше, чем вторичный ток трансформатора тока. Для схем соединения трансформаторов тока в звезду $k_{сх} = 1$; для схем, собранных в треугольник и на разность токов двух фаз, $k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$ при трехфазном к. з. или в нормальном режиме.

Для защит, выполненных на токовых реле, имеющих плавную регулировку тока срабатывания (например, типа РТ-40), полученное по выражению (1-6) значение $I_{с.р}$ может быть принято за окончательное. Для защит с токовым реле, имеющими ступенчатую регулировку тока срабатывания (например, типов РТ-80, РТ-90, РТВ), необходимо подобрать ближайшее большее значение тока уставки.

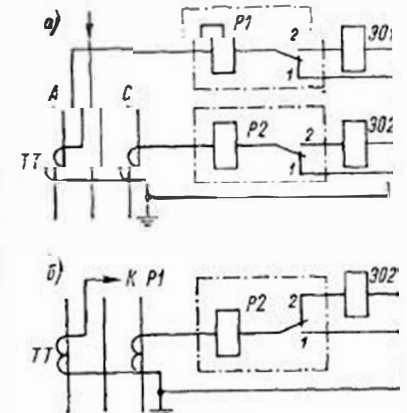
Для схем защиты линий с включением реле на фазные токи расчет $k_{ч}$ производится по первичным токам повреждения и срабатывания защиты:

$$k_{ч} = I_{к. мин} / I_{с.з} \quad (1-5a)$$

Для основной зоны обязательно значение $k_{ч} \geq 1.5$, а для зоны резервирования $k_{ч} \geq 1,2$ [1].

Если по расчету оказывается $k_{ч. осн} < 1,5$ то необходимо добиться повышения чувствительности либо путем изменения схемы максимальной защиты, либо путем замены ее на более совершенную (например, дистанционную для линий), либо путем уменьшения основной зоны защиты (установка секционирующего выключателя с защитой).

4. Чувствительность защит на переменном оперативном токе, выполняемых по схеме с дешунтированием отключающих катушек (электромагнитов отключения ЭО) и расчетные условия применения этих схем. В соответствии с «Правилами» [1] чувствительность за-



щит на переменном оперативном токе, выполняемых по схеме с дешунтированием ЭО (рис. 1-8), следует проверять с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО. Это требование объясняется тем, что после срабатывания реле P (рис. 1-8) происходит переключение его контактов таким образом, что электромагнит ЭО оказывается подключенным к транс-

форматору тока ТТ. При этом резко возрастает вторичная нагрузка, поскольку сопротивление ЭО составляет несколько ом и обычно во много раз превышает то значение нагрузки (сопротивление проводов и реле), которое имело место, пока ЭО был зашунтирован (рис. 1-8). Если до дешунтирования погрешность трансформаторов тока не могла превышать 10 % (§ 1-3), то после дешунтирования она может превысить это значение. Коэффициент чувствительности для защиты с максимальными реле тока, включенными на фазные токи ($k_{сх} = 1$), в режиме после дешунтирования ЭО определяется по выражению:

$$k_{ч.з} = I_{н.мин} (1 - f/100) / (k_{в} I_{с.з}), \quad (1-7)$$

где $I_{н.мин}$ — минимальное значение тока при двухфазном к. з. в конце защищаемого участка, А; f — токовая погрешность трансформаторов тока, определяемая по рис. 1-14 (§ 1-3) при токе к. з., обеспечивающем надежное срабатывание защиты или отсечки (примеры 1-4, 1-16), %; $I_{с.з}$ — ток срабатывания защиты или отсечки, выбираемый по условиям § 1-1 и 1-2; $k_{в}$ — коэффициент возврата реле, для электромагнитного элемента реле РТ-85 может приниматься в пределах 0,3—0,4, для специальных дешунтирующих промежуточных реле типа РП-341 (рис. 1-19) — также не более 0,4. Для полупроводниковых (электронных) реле, у которых $k_{в} \approx 1$, в схеме защиты должны быть предусмотрены специальные мероприятия, предотвращающие возврат дешунтирующих органов после их срабатывания и дешунтирования ЭО, если по условию (1-7) коэффициент чувствительности оказывается меньшим, чем требуется [1].

Чувствительность ЭО проверяется отдельно, по выражению, аналогичному (1-7), но без учета коэффициента возврата:

$$k_{ч.ЭО} = I_{н.мин} (1 - f/100) / (n_{т} I_{с.ЭО}), \quad (1-8)$$

где $I_{с.ЭО}$ — ток срабатывания ЭО, как правило, равный 5 А (РТМ) или 3,5 А (ЭОТТ); $n_{т}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока. Коэффициент схемы принят равным 1 и в выражении (1-8) не указывается; для схем включения ЭО с $k_{сх} \neq 1$ этот коэффициент должен учитываться. Значение токовой погрешности f (в процентах) в выражении (1-8) определяется при токе, обеспечивающем надежное срабатывание ЭО (не менее чем в 1,4 раза большем тока срабатывания ЭО).

Минимальное значение коэффициента чувствительности для ЭО, определяемое для обеспечения их надежного срабатывания, должно быть приблизительно на 20 % больше принимаемого для соответствующих защит [1]. Например, для максимальной токовой защиты в основной зоне $k_{ч} = 1,5$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,8$. В зоне резервирования требуется для защиты $k_{ч} \approx 1,2$, а для ЭО $k_{ч} \approx 1,44$.

При такой раздельной проверке чувствительности защиты и ЭО не требуется согласования их токов срабатывания, т. е. ток срабатывания защиты (реле) может выбираться большим или меньшим, чем ток срабатывания дешунтируемого ЭО. До выпуска последнего издания «Правил» [1] рекомендовалось выбирать ток срабатывания

защиты (реле) обязательно большим, чем ток срабатывания ЭО, с дополнительным учетом погрешности трансформаторов тока [11, 14]. Если ток срабатывания ЭО оказался большим, чем ток срабатывания защиты, то это необходимо учесть при согласовании чувствительности последующей защиты с этой защитой, т. е. в выражении (1-4) вместо $I_{с.з. пред}$ следует принимать $I_{с.ЭО} n_{т}$.

Кроме проверки чувствительности по специальным условиям (1-7) и (1-8), для схем защиты с дешунтированием ЭО необходимо убедиться в том, что максимальное значение дешунтируемого тока ($I_{н. макс}$) не превышает допустимое [12]:

$$I_{н. макс} = I_{н. макс} k_{сх}^{(3)} / n_{т} \leq I_{2 доп} = 150 \text{ А}. \quad (1-9)$$

При необходимости $I_{н. макс}$ может быть вычислено с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока (§ 1-3).

Б. Выбор времени срабатывания и характеристики максимальной защиты

Время срабатывания (выдержка времени) максимальных токовых защит выбирается из условий селективности защиты и термической стойкости защищаемого элемента. По условию селективности для защит с независимыми характеристиками время срабатывания последующей (расположенной ближе к источнику питания) защиты

$$t_{с.з. посл} = t_{с.з. пред} + \Delta t, \quad (1-10)$$

где $t_{с.з. пред}$ — время срабатывания предыдущей защиты (защита 2 на рис. 1-6); Δt — ступень селективности.

Значение Δt для защит с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью работы реле времени [3, 10]. Точность работы современных электромеханических реле времени с часовым механизмом серий ЭВ и РВ снижается с увеличением диапазона уставок по шкале [12]. Поэтому не следует при значениях $t_{с.з.}$ составляющих менее 3,5 с, применять реле с увеличенным диапазоном измерений (9 и особенно 20 с). В практических расчетах для защит смежных элементов с использованием реле РВ и ЭВ-110 и 120 (пределы измерений 1,3 и 3,5 с) принимается среднее значение $\Delta t = 0,4$ с [7]. Если предыдущая защита выполнена без реле времени (токовая отсечка), то допустимо при необходимости принимать $\Delta t = 0,3$ с. Если предыдущая защита выполнена с реле времени РВ или ЭВ-120, а последующая — с реле ЭВ или РВ-130 (предел измерений 9 с), то $\Delta t = 0,5$ с. При выполнении обеих согласуемых защит с реле ЭВ или РВ-130 ступень $\Delta t = 0,6$ с. В редких случаях установки в последующей защите реле ЭВ или РВ-140 (предел измерений 20 с) рекомендуется значительно большая ступень: $\Delta t \approx 2$ с. Для защит с реле типа РВМ-12 и РВМ-13 $\Delta t = 0,5 + 0,6$ с.

При использовании современных полупроводниковых (электронных) реле времени ступень селективности должна определяться в зависимости от паспортных данных этих реле. Относительно небольшой опыт применения новых полупроводниковых органов выдержки

времени указывает на возможность применения в расчетах $\Delta t \approx 0,3 \div 0,4$ с.

Для защит с электромеханическими реле, имеющими зависимую характеристику времени срабатывания, $\Delta t \approx 0,6$ с (РТ-80, РТ-90) и $\Delta t \approx 0,7$ с (РТВ). При выполнении защит на смежных элементах с независимой характеристикой или без замедления Δt может приниматься несколько меньшей (0,5—0,6 с). При согласовании характеристик защит в зависимой части рекомендуется увеличивать значение Δt , например для РТВ, до 1 с. Для современных полупроводниковых защит с зависимой характеристикой ориентировочно

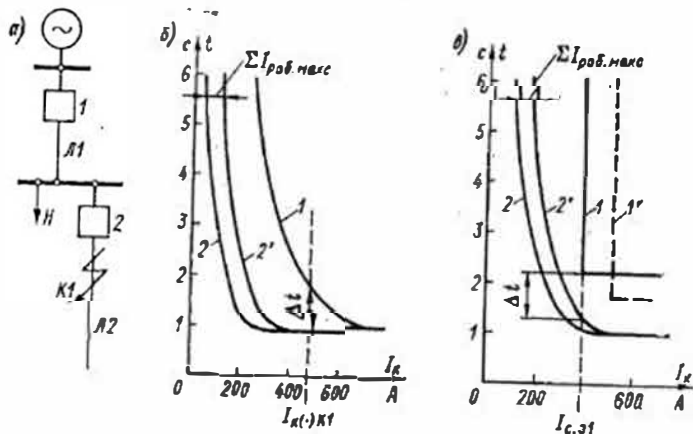


Рис. 1-9. Согласование характеристик максимальных защит последующего (1) и предыдущего (2) элементов: а — схема сети; б, в — карты селективности

$\Delta t \approx 0,4 \div 0,5$ с. При больших кратностях тока Δt может быть снижена до 0,3 с, а при малых (2—3) — должна быть увеличена до 0,6 с. Степень селективности Δt должна обеспечиваться:

а) при согласовании защит с зависимыми характеристиками — при максимальном значении тока к. з. в начале предыдущего участка (рис. 1-9); такое согласование позволяет в ряде случаев ускорять отключение к. з. (рис. 1-9, б);

б) при согласовании защит с независимой и зависимой характеристиками — при токе срабатывания последующей защиты с независимой характеристикой (рис. 1-9, в). Из рис. 1-9, в видно, что уменьшение времени действия последующих защит может быть достигнуто путем увеличения их тока срабатывания (кривая 1'), если это не противоречит требованию чувствительности (1-5).

Выбор и согласование времени срабатывания и характеристик зависимых защит: $t = t(I)$, элементов сети производится путем построения так называемой карты селективности (рис. 1-9). По оси абсцисс на графике откладываются первичные фазные токи, а по оси ординат — выдержки времени. Токи срабатывания защит, установ-

ленных на элементах разных напряжений, должны быть приведены к одной ступени напряжения. Для учета влияния токов нагрузки неповрежденных предыдущих элементов характеристика защиты поврежденного предыдущего элемента 2 должна быть сдвинута вправо на величину суммарного тока нагрузки этих неповрежденных элементов $\Sigma I_{\text{наб. макс}}$ (кривая 2' на рис. 1-9, б и в), после чего ступень селективности Δt выбирается уже между характеристиками 1 и 2'. Это требование важно выполнять при согласовании защит в зависимой части характеристики (рис. 1-9, в). Карта селективности наглядно показывает, насколько удачно выполнено согласование по току срабатывания и по времени последующих и предыдущих защит.

Карты селективности (рис. 1-9, б, в) построены для случая (наиболее вероятного), когда защиты 1 и 2 реагируют на одни и те же величины: на токи в фазах защищаемой линии. Лишь некоторые новые защиты реагируют на разность этих токов, например защита типа ТЗВР (примеры 1-3 и 1-10). Если подобная защита установлена на последующем элементе 11, а на предыдущем элементе 12 используется традиционная максимальная токовая защита с реле тока, включенными на фазные токи (например, на рис. 1-15, б), необходимо характеристику 2 сдвинуть вправо на 15%, а затем — на отрезок, равный значению тока нагрузки неповрежденных элементов (рис. 1-9, б, в). Сдвиг характеристики 2 на 15% учитывает меньшую чувствительность защиты 2 по сравнению с защитой 1, которая при двухфазных к. з. реагирует на ток, равный току трехфазного к. з., т. е. имеет в 1,15 раза более высокую чувствительность [18].

Для схем защиты, имеющих различную чувствительность при разных видах к. з. ($k_{\text{сх}} \neq 1$), характеристика времени срабатывания на карте селективности изображается в виде зоны. Например, для схемы включения одного реле на разность токов двух фаз А и С

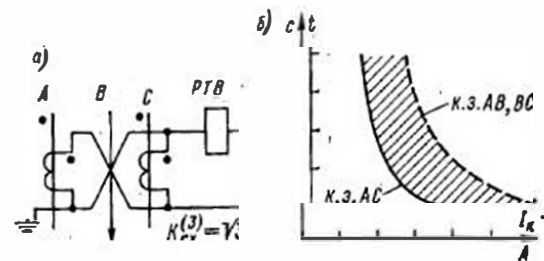


Рис. 1-10. Схема (а) максимальной токовой защиты с одним реле (например, РТВ), включенным на разность токов двух фаз, и ее характеристика срабатывания (б), изображаемая «зоной»

(рис. 1-10) эта зона расположена между характеристиками, соответствующими наибольшей чувствительности защиты (к. з. между фазами А и С, когда $k_{\text{сх}} = 2$) и наименьшей чувствительности (к. з. между фазами А и В или В и С, когда $k_{\text{сх}} = 1$). Применение такой схемы на промежуточном элементе сети 6 (10) кВ усложняет согласование и приводит к общему увеличению времени действия максимальных токовых защит в этой сети. Чувствительность защит линий, выполненных по схеме рис. 1-10, а, ниже в 1,73 раза, чем у защит с двумя реле, включенными на фазные токи (например, рис. 1-15, б). По этим причинам однорелейная схема

(рис. 1-10, а) для защиты линий в настоящее время не применяется.

Выбранное по условию селективности время срабатывания защиты проверяется обеспечением термической стойкости защищаемого элемента. Такая проверка является обязательной для трансформаторов и кабелей [1], а также рекомендуется для воздушных линий 6 и 10 кВ с проводами малых сечений. Проверка на термическую стойкость приводится в примерах 1-1 и 1-18.

1-2. УСЛОВИЯ РАСЧЕТА ТОКОВОЙ ОТСЕЧКИ НА ЛИНИЯХ И ТРАНСФОРМАТОРАХ

1. Отсечка без выдержки времени (селективная). По условию селективности ток срабатывания отсечки выбирается большим максимального значения тока при к. з. в конце защищаемого участка:

$$I_{с.о} \geq k_n I_{к. макс}^{(3)} \quad (1-11)$$

Ток $I_{к. макс}^{(3)}$ определяется при максимальном режиме питающей системы (когда сопротивление системы минимально возможно), а для трансформаторов с регулированием напряжения дополнительно следует принимать и минимально возможное сопротивление защищаемого трансформатора при крайнем положении его регулятора напряжения (§ 2-2).

Рекомендуемые [3, 5, 10, 11] значения коэффициента надежности k_n для токовых отсечек без выдержки времени приведены в табл. 1-2.

Таблица 1-2

Тип реле	Значение k_n	
	линий	трансформаторов
РТ-40 (ЭТ-520)	1,2—1,3	1,3—1,4
РТ-80 (ИТ-80)	1,5—1,6	1,6
РТМ	1,4—1,5	1,6
Первичные реле выключателей типа ВМН, ВМНА, ВС	1,5—1,6	—

Кроме условия (1-11), должна быть обеспечена отстройка токовой отсечки от бросков тока намагничивания силовых трансформаторов. При расчете токовой отсечки для трансформатора по условию (1-11) одновременно обычно выполняется и отстройка от броска тока намагничивания этого трансформатора.

При расчете токовой отсечки для линии, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо обеспечить отстройку от к. з. за каждым из трансформаторов на ответвлениях (если они имеются) и дополнительно проверить надежность отстройки токовой

отсечки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям:

$$I_{с.о} \geq (4 \div 5) \sum I_{ном. тр}; \quad (1-12)$$

$$\sum I_{ном. тр} = \sum S_{ном. тр} / (\sqrt{3} U_{ном}), \quad (1-13)$$

где $\sum S_{ном. тр}$ — сумма номинальных мощностей всех трансформаторов, питающихся по линии; $U_{ном}$ — среднее номинальное напряжение линии.

Для отсечек с мгновенными токовыми реле (типа РТ-40) и промежуточными реле, общее время срабатывания которых получается примерно 0,1 с, допустима меньшая уставка, чем по условию (1-12):

$$I_{с.о} \approx (3 \div 4) \sum I_{ном. тр} \quad (1-12a)$$

Если условия (1-12) и (1-12a) оказываются определяющими, т. е. требуют увеличения тока срабатывания отсечки, выбранного по условию (1-11), то следует уточнить значения тока намагничивания по выражениям, приведенным в работе [4].

2. Неселективная токовая отсечка без выдержки времени. На неактивированных линиях 3, 6, 10 кВ с односторонним питанием, отходящих от шин электростанций с синхронными генераторами, а также от шин подстанций, питающих крупные синхронные двигатели, токовые отсечки должны выполняться согласно «Правилам» [1] без выдержки времени. Зона их действия должна выбираться из условия быстрого отключения всех к. з., вызывающих снижение напряжения на этих шинах ниже 0,5—0,6 номинального. Для обеспечения этого требования допускается выполнять отсечку неселективной, т. е. разрешать ее срабатывания при к. з. не только на защищаемой линии, но и на других линиях и трансформаторах, питающихся по защищаемой линии. Неселективная отсечка должна применяться в сочетании с устройствами АПВ или АВР, исправляющими полностью или частично ее неселективное действие.

Ток срабатывания неселективной отсечки $I_{с.о}$ выбирается прежде всего из условия ее надежного срабатывания в той зоне, где трехфазные к. з. вызывают снижение напряжения в месте установки отсечки ниже допустимого значения остаточного напряжения $U_{ост}$ (рис. 1-11, а). Значение $I_{с.о}$ (в амперах) определяется по выражению:

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{с. мин}}{\sqrt{3} k_n (z_{с. мин} + k_0 z_{с. мин})}, \quad (1-14)$$

где $U_{с. мин}$ — междуфазное напряжение (э. д. с.) питающей энергосистемы в минимальном режиме ее работы, может приниматься 0,9—0,95 номинального, В; $z_{с. мин}$ — сопротивление энергосистемы (в минимальном режиме) до места установки отсечки, Ом; k_n — коэффициент, отражающий зависимость остаточного напряжения $U_{ост}$ в месте установки рассчитываемой отсечки от удаленности трехфазного к. з. ($z_k = k_n z_{с. мин}$), определяется по зависимости $U_{ост} =$

$= f(k_0)$ (рис. 1-11, б); k_n — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1—1,2. Значения $U_{\text{зост}}$, необходимые для обеспечения устойчивой работы синхронных машин и различных категорий потребителей, определяются для конкретных случаев службами (группами) энергетических режимов; в приближенных расчетах принимают, что для обеспечения динамической стойкости синхронных генераторов необходимо $U_{\text{зост}} \geq 0,6$ [1], синхронных двигателей $U_{\text{зост}} \geq 0,5$ [3].

Неселективные отсечки могут применяться также для обеспечения термической стойкости защищаемой линии, главным образом, при малых сечениях проводов.

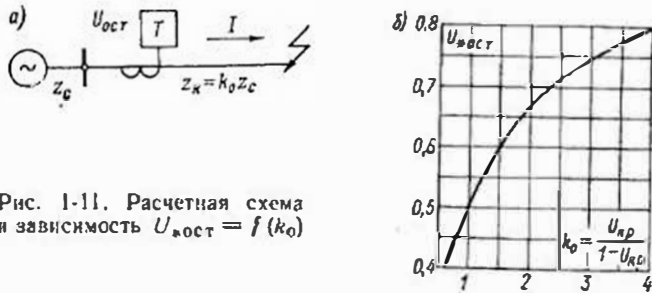


Рис. 1-11. Расчетная схема и зависимость $U_{\text{зост}} = f(k_0)$

Обязательным условием применения неселективных отсечек является обеспечение успешного действия АПВ после срабатывания отсечки. Для этого необходимо:

а) выполнить согласование чувствительности и времени срабатывания неселективной отсечки линии с предохранителями, автоматами или быстродействующими защитами всех элементов, питающихся по этой линии (трансформаторов, линий, двигателей и т. п.) и расположенных в зоне действия неселективной отсечки; это необходимо для того, чтобы при к. з. на любом из этих элементов плавкие вставки предохранителей «сгорели» раньше, или защита сработала раньше, или хотя бы одновременно со срабатыванием неселективной отсечки питающей линии;

б) обеспечить отстройку неселективной отсечки от броска тока намагничивания всех трансформаторов, питающихся по защищаемой линии, рассчитав токи по выражениям (1-12) или (1-12а);

в) обеспечить отстройку неселективной отсечки от к. з. на шинах низшего (среднего) напряжения любого из трансформаторов, подключенных в зоне действия отсечки, а если это невозможно, то выполнить согласование (п. «а») с защитными устройствами всех элементов, питающихся от шин низшего (среднего) напряжения этих трансформаторов.

При правильно выбранных уставках неселективная работа отсечки будет исправляться успешным действием АПВ.

3. Отсечка с выдержкой времени на линиях. Отсечка выполняется с небольшой выдержкой времени; на степень селективности больше,

чем время срабатывания быстродействующих защит предыдущих элементов, т. е. с $t_{\text{с.о}} \approx 0,4 \div 0,8$ с. Это небольшое замедление может существенно уменьшить ток срабатывания отсечки по следующим причинам:

а) отстройка по условию (1-11) производится от меньших токов более удаленных точек к. з., например при к. з. в конце зоны отсечки предыдущей линии (Л2) или за трансформатором приемной подстанции, на которой установлена быстродействующая защита (рис. 1-12, а и в);

б) значения k_n из формулы (1-11) могут приниматься значительно меньшими, чем указано в табл. 1-2, так как за время $t_{\text{с.о}} \geq 0,4$ с аperiodическая составляющая тока к. з. в распределительных сетях практически полностью затухает; поэтому принимают $k_n = 1,1 \div 1,2$ независимо от типа реле;

в) не требуется отстройки от бросков намагничивающего тока трансформаторов по условиям (1-12), (1-12а).

4. Отсечка без выдержки времени на блоках линия — трансформатор и на токопроводах (с реактивированными ответвлениями). Ток срабатывания выбирается по условию (1-11) отстройки от к. з. за трансформатором или за реакторами ответвлений.

5. Чувствительность и зона действия токовых отсечек. Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты, чувствительность, как правило, по току наиболее неблагоприятного вида повреждения, как правило, двухфазного к. з., в месте установки отсечки в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. При этом k_n должен быть около 2,0 [1].

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях и выполняющих функции дополнительных защит, коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при к. з. в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме [1].

Чувствительность токовых отсечек, выполненных на реле прямого действия (РТМ) и на реле РТ-85, дешунтирующих ЭО выключа-

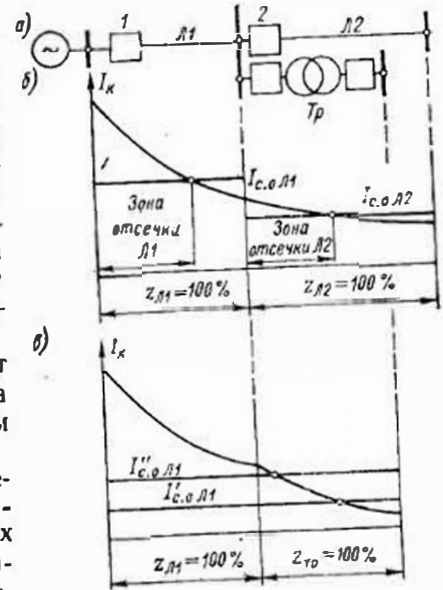


Рис. 1-12. Примеры графического определения зон действия токовых отсечек: а — схема сети; б — определение зон действия мгновенных токовых отсечек линий Л1 и Л2; в — определение зон действия отсечки с $t_{\text{с.о}} = 0,4$ с линии Л1

чателю, должна проверяться с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока (пример 1-16).

Полезно определить расчетом и зону действия отсечки, т. е. часть линии от места установки отсечки до той расчетной точки на линии, где отсечка при к. з. работает с $k_n = 1$. Зона действия отсечки тем больше, чем больше сопротивление защищаемой линии по сравнению с сопротивлением питающей энергосистемы. При максимальном режиме работы энергосистемы зона действия отсечки окажется больше, чем при минимальном.

Определение зон действия мгновенных отсечек линий Л1 и Л2, отстроенных от к. з. в конце соответствующей линии, показано на рис. 1-12, б. Графическое определение зон действия отсечек менее точно, чем аналитическое, но значительно более наглядно. Для графического определения должна быть построена кривая изменения тока, протекающего через защиту при перемещении точки трехфазного к. з. по линии (кривая спада тока к. з.) в нормальном режиме питающей энергосистемы. Кривая может быть достаточно точно построена по трем точкам к. з.: в начале, в середине и в конце защищаемой линии. Зона действия отсечки определяется абсциссой точки пересечения кривой спада тока и ординаты, соответствующей выбранному току срабатывания отсечки. На рис. 1-12, в показано определение зон действия отсечки с временем срабатывания $t_{с.в.} = 0,4$ с на линии Л1: для тока $I_{с.в.}$, выбранного по условию отстройки от к. з. за трансформатором Тр, и для тока $I_{с.в.}$, согласованного с током срабатывания мгновенной отсечки на линии Л2. Принимается больший из токов срабатывания ($I_{с.в.}$), но и при этом токе зона действия отсечки с $t_{с.в.} = 0,4$ с значительно возрастает по сравнению с зоной мгновенной отсечки (рис. 1-12, б).

Чувствительность отсечек без выдержки времени на блоках линии — трансформатор или на токопроводах с реакторными ответвлениями проверяется при двухфазных к. з. в конце линии или в наиболее удаленной точке токопровода. Если $k_n \geq 1,5$, то отсечка считается основной быстродействующей защитой линии или токопровода, что довольно часто имеет место.

Недостатком всех токовых отсечек является зависимость значения коэффициента чувствительности и длины защищаемой зоны от режима работы питающей энергосистемы.

1.3. РАСЧЕТНАЯ ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Требования к трансформаторам тока. В соответствии с «Правилами» [1] все трансформаторы тока, предназначенные для питания токовых цепей устройств релейной защиты от к. з., должны удовлетворять трем требованиям.

1. Обеспечивать точную работу измерительных органов токовых и дистанционных защит (направленных и ненаправленных) и не допускать излишних срабатываний дифференциальных защит при к. з. вне защищаемой зоны. Для этого погрешность (полная или токовая) трансформаторов тока, как правило, не должна превышать

10 %. Более высокие значения погрешности допускаются при использовании таких защит, у которых правильное действие при повышенных погрешностях обеспечивается с помощью специальных устройств, например дифференциальной защиты шин с торможением ДЗШТ, выпускаемой Рижским опытным заводом «Энергоавтоматика». При этом для дифференциальных защит (шин, трансформаторов, генераторов, электродвигателей и т. п.), а также для защит всех типов, включенных на сумму токов двух или более групп трансформаторов тока, в режимах внешних к. з. должна быть учтена полная погрешность ($e \leq 10 \%$), а для токовых и дистанционных защит — токовая погрешность ($f \leq 10 \%$). Но при определении допустимого значения сопротивления нагрузки на трансформаторы тока (z_n) разрешается для всех типов защиты в качестве исходной принимать полную погрешность, что позволяет использовать одни и те же расчетные кривые предельных кратностей трансформаторов тока какого-либо типа независимо от вида включенных защит.

2. Обеспечивать надежное (без вибрации) замыкание контактов электромеханических реле тока, сопротивления и направления мощности при коротких замыканиях в начале защищаемой зоны, когда токовая погрешность ($f_{расч}$) может превышать 10 %, но не должна превышать значения, допустимого для выбранного типа реле ($f_{расч} \leq f_{доп}$). Кроме того, для реле направления мощности и направленных реле сопротивления токовая погрешность не должна превышать 50 % по условиям предельно допускаемой угловой погрешности (во избежание неправильной ориентации этих реле).

3. Не допускать при к. з. в начале зоны повышения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока и, соответственно, в цепях защиты выше допустимого значения, при котором определяется прочность изоляции цепей защиты ($U_{макс} \leq U_{доп}$).

В соответствии с этими требованиями современная расчетная проверка трансформаторов тока, предназначенных для питания токовых цепей устройств релейной защиты от к. з., состоит из трех расчетных проверок: проверки на 10 %-ную полную погрешность ($e \leq 10 \%$) при расчетном токе; проверки надежности работы контактов электромеханических реле при максимальном значении тока к. з. через защиту ($f_{расч} \leq f_{доп}$) и расчетного определения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при том же максимальном значении тока к. з. ($U_{макс} \leq U_{доп}$).

Расчетная проверка на 10 %-ную полную погрешность. Наиболее известны три практических способа расчетной проверки трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность: по специальным кривым предельной кратности $k_n = f(z_n)$; по фактическим вольт-амперным характеристикам (кривым намагничивания) трансформаторов тока; по типовым кривым намагничивания трансформаторной стали и параметрам данного типа трансформаторов тока. Первый из способов используется при проектировании, а также при наладке и обслуживании устройств защиты, если приходится по каким-то причинам вносить изменения в проект. Второй способ используется при наладке и обслуживании устройств защиты. Третий способ используется

сравнительно редко, в основном при проектировании устройств защиты, когда недостаточно знать, что $\epsilon < 10\%$, а необходимо вычислить конкретное значение полной погрешности, но вольт-амперные характеристики этих трансформаторов тока отсутствуют (гл. 2).

Расчетная проверка на 10%-ную полную погрешность по кривым предельной кратности. Специальные кривые предельной кратности представляют собой зависимость допустимого по условию $\epsilon = 10\%$ значения сопротивления нагрузки $z_{н}$ на трансформатор тока от значения предельной кратности k_{10} , вычисляемого по выражению

$$k_{10} = I_{1 \text{ расч}} / I_{1 \text{ ном. ТТ}} \quad (1-15)$$

где $I_{1 \text{ ном. ТТ}}$ — первичный номинальный ток трансформатора тока; $I_{1 \text{ расч}}$ — первичный расчетный ток, при котором должна обеспечиваться работа трансформаторов тока с погрешностью не более 10%.

Значение $I_{1 \text{ расч}}$ выбирается различно для разных типов релейной защиты П, З:

а) для токовых защит с независимой характеристикой выдержки времени, и в том числе для токовых отсеков без выдержки времени, $I_{1 \text{ расч}} = 1,1 I_{с.з.}$, поскольку для этих защит достаточно обеспечить надежную и точную работу при токе срабатывания реле (в конце зоны действия защиты), а при более близких к з. с более высокими значениями первичных токов значения тока в реле будут всегда больше, несмотря на увеличенную токовую погрешность; коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10%-ной погрешности трансформаторов тока; для дешунтируемых электромагнитов отключения (ЭО) $I_{1 \text{ расч}} = (1,4 + 1,8) I_{с.з.} / k_{сх}^{(3)}$;

б) для максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой $I_{1 \text{ расч}} = 1,1 I_{с.з.}$, где $I_{с.з.}$ соответствует току к. з., при котором производится согласование по времени последующей и предыдущей защит и определяется степень селективности Δt (рис. 1-9); для создания запаса по возможности принимают $I_{с.з.}$ равным току, при котором начинается независимая часть характеристики;

в) для продольных дифференциальных защит (трансформаторов, генераторов, шин, линий) $I_{1 \text{ расч}}$ принимается равным наибольшему значению тока при внешнем (сквозном) к. з.;

г) для дистанционной направленной защиты линий с односторонним питанием $I_{1 \text{ расч}}$ принимается равным наибольшему значению тока при к. з. в конце первой зоны защиты; для линий с двусторонним питанием следует дополнительно определить ток по линии при к. з. на шинах той подстанции, где установлена рассматриваемая защита (к. з. «за спиной»); в качестве $I_{1 \text{ расч}}$ выбирается больший из этих токов к. з.;

д) для токовой направленной защиты линий с односторонним питанием $I_{1 \text{ расч}}$ принимается равным наибольшему значению тока при к. з. в конце защищаемой линии; для линий с двусторонним питанием дополнительно рассматривается к. з. «за спиной» (п. «г»).

Расчетная проверка выполняется в следующем порядке.

1. Определяется по выражению (1-15) значение предельной кратности k_{10} .

2. Подбирается кривая предельных кратностей, соответствующая типу трансформатора тока, классу (наименованию) обмотки и коэффициенту трансформации n_T . Полностью кривые предельных кратностей для всех отечественных трансформаторов тока приведены в работе [14]. Кривые предельных кратностей некоторых типов трансформаторов тока, наиболее часто применяемых в распределительных сетях, даны в приложении.

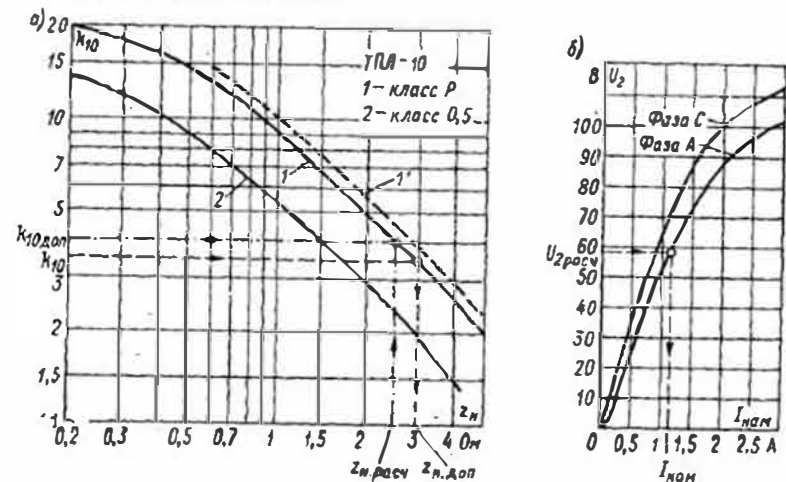


Рис. 1-13. Примеры определения допустимых значений $z_{н. доп}$ и $k_{10 доп}$ по кривой предельных кратностей (а) и тока намагничивания $I_{нам}$ по вольт-амперной характеристике трансформатора тока фазы А (б)

3. Для значения k_{10} из п. 1 по соответствующей кривой предельных кратностей определяется допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки $z_{н. доп}$ (рис. 1-13, а, штриховые линии). При этом значении $z_{н. доп}$ полная погрешность $\epsilon = 10\%$, а токовая f — несколько меньше 10%. По условию $f = 10\%$ можно было бы принять большее значение $z_{н. доп}$, поскольку кривая 10%-ной кратности (I'), построенная из условия $f = 10\%$, проходит на 5—10% выше кривой предельной кратности (I) одного и того же трансформатора тока (рис. 1-13, а). Это объясняется тем, что всегда $\epsilon > f$ [3].

4. Значение $z_{н. доп}$ (п. 3) при проектировании используется для вычисления сечений жил контрольных кабелей токовых цепей релейной защиты, поскольку остальные условия, влияющие на сопротивление нагрузки трансформаторов тока, уже известны и, как правило, не подлежат изменению (длина кабелей от трансформаторов тока до панелей защиты, материал жил — медь или алюминий, типы, а следовательно, и сопротивления как отдельных реле, так и комплектов и панелей защиты, а также схема соединения трансформаторов тока и реле и расчетный вид короткого замыкания).

При наладке и обслуживании защиты полученное значение $z_{н. доп}$ сравнивается с фактическим расчетным значением сопротивления нагрузки трансформатора тока $z_{н. расч}$, определение которого рассматривается ниже. Если $z_{н. расч} \leq z_{н. доп}$, то $\epsilon \leq 10\%$.

Расчетное определение полной погрешности трансформатора тока ϵ по его вольт-амперной характеристике $U_2 = f(I_{на\text{м}})$. Вольт-амперная характеристика (кривая намагничивания) должна быть снята в полном соответствии с «Инструкцией» [15]. Расчетное значение напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора тока

$$U_{2 \text{ расч}} = I_{2 \text{ расч}} (z_{21} + z_{н. расч}), \quad (1-16)$$

где $I_{2 \text{ расч}} = I_{1 \text{ расч}}/n_T$ — вторичный расчетный ток, равный первичному расчетному току $I_{1 \text{ расч}}$ (см. выше), деленному на коэффициент трансформации n_T ; $z_{21} = \sqrt{r_{21}^2 + x_{21}^2}$ — полное сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока (значения r_{21} , x_{21} , z_{21} приведены в работе [14] и частично в приложении); $z_{н. расч}$ — фактическое расчетное сопротивление нагрузки трансформатора тока (см. далее).

Для полученного по выражению (1-16) значения $U_{2 \text{ расч}}$ по вольт-амперной характеристике трансформатора тока находится значение тока намагничивания $I_{на\text{м}}$ (рис. 1-13, б). Значение полной погрешности (в процентах)

$$\epsilon = \frac{I_{на\text{м}}}{I_{2 \text{ расч}}} 100. \quad (1-17)$$

Кроме выполнения требования $\epsilon \leq 10\%$ [1], весьма желательно, чтобы точка, соответствующая значению $U_{2 \text{ расч}}$, находилась на прямой части вольт-амперной характеристики для обеспечения расчетного запаса на случай увеличения в процессе эксплуатации значений $I_{2 \text{ расч}}$ или $z_{н. расч}$, а следовательно, увеличения $U_{2 \text{ расч}}$. Если же точка, соответствующая значению $U_{2 \text{ расч}}$, окажется в части кривой, характеризующей насыщение магнитопровода трансформатора тока, то при небольшом увеличении $U_{2 \text{ расч}}$ значение $I_{на\text{м}}$ может резко возрасти и привести к увеличению $\epsilon > 10\%$.

В современных электрических сетях 110 кВ и выше при проверке трансформаторов тока любым из рассмотренных способов необходимо принимать во внимание как трехфазные к. з. ($I_{1 \text{ расч}} = I_{к^{(3)}}$), так и однофазные к. з. на землю ($I_{1 \text{ расч}} = I_{к^{(1)}}$). Достаточно часто в энергосистемах встречаются точки, где значения токов при однофазном к. з. равны и даже на 10—20% превышают значения токов при трехфазном к. з. Но и при меньших значениях тока однофазного к. з. погрешность трансформаторов тока может оказаться выше, чем при трехфазном к. з., поскольку расчетное сопротивление вторичной нагрузки при однофазном к. з. $z_{н. расч}^{(1)}$ значительно больше, чем при трехфазном к. з. $z_{н. расч}^{(3)}$. Для схем соединения трансформаторов тока «полная звезда» (табл. 1-5, п. 1). Таким образом при определении ϵ по вольт-амперной характеристике значение $U_{2 \text{ расч}}$ с помощью выражения (1-16) следует вычислить дважды — при трехфазном и при

однофазном к. з. — и по наибольшему значению определить значения $I_{на\text{м}}$ и ϵ (рис. 1-13, б).

В тех случаях, когда к одним и тем же трансформаторам тока подключены устройства защиты нескольких типов, расчетную проверку следует производить для той защиты, для которой получается меньшее допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки.

Для схем защиты на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения (рис. 1-8) 10%-ная погрешность должна обеспечиваться только до дешунтирования [11]. После дешунтирования допускаются погрешности более 10%, но при этом должна проверяться чувствительность защиты и чувствительность электромагнитов отключения с учетом действительной погрешности трансформатора тока по выражениям (1-7) и (1-8).

Для схем защиты с реле прямого действия типов РТМ, РТВ и т. п. могут быть допущены погрешности трансформаторов тока, превышающие 10%, если невозможно обеспечить 10%-ную погрешность. Но при этом следует определять чувствительность защиты с учетом фактической погрешности трансформаторов тока (пример 1-16), а время срабатывания реле РТВ — с учетом его увеличения из-за уменьшения тока в реле вследствие повышенной погрешности трансформаторов тока.

Способы уменьшения погрешностей трансформаторов тока. При разработке и проектировании устройств релейной защиты используются все известные способы снижения вторичной нагрузки трансформаторов тока: приближение места установки устройств релейной защиты к трансформаторам тока; уменьшение сопротивления реле; рациональное увеличение сечения соединительных проводов; последовательное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока.

В условиях эксплуатации в случаях, когда после расчета оказалось $z_{н. расч} > z_{н. доп}$, следует использовать один из следующих практических способов уменьшения погрешности трансформаторов тока: а) увеличение сечения соединительных проводов (например, путем использования свободных жил проложенного кабеля); б) переход на большей коэффициент трансформации; в) переход на другую схему соединения трансформаторов тока и реле защиты; г) использование вторичных обмоток двух сердечников трансформатора тока при их последовательном соединении (допускается последовательное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока разных классов точности, например Р и 0,5, но при условии, что их коэффициенты трансформации одинаковы); при последовательном соединении вторичных обмоток двух сердечников трансформатора тока допустимая внешняя нагрузка $z_{н. доп}$ может приблизительно приниматься равной арифметической сумме допустимых нагрузок каждой из последовательно соединенных вторичных обмоток; д) включение реле прямого действия типов РТМ и РТВ на разные вторичные обмотки одних и тех же трансформаторов тока (пример 1-16).

Расчетная проверка надежного замыкания контактов электро-механических реле тока, сопротивления и направления мощности.

При к. з. в начале защищаемой зоны значения токов могут в несколько раз превышать то значение расчетного тока, при котором производилась проверка трансформаторов тока на 10 %-ую погрешность. В связи с этим весьма вероятно увеличение токовых погрешностей свыше 10 %. При этом увеличивается угловая погрешность трансформаторов тока, что может привести к неправильной ориентации направленных реле, и искажается форма кривой вторичного тока, что может вызывать вибрацию контактов реле и отказ от срабатывания защиты. При неизменной вторичной нагрузке угловая

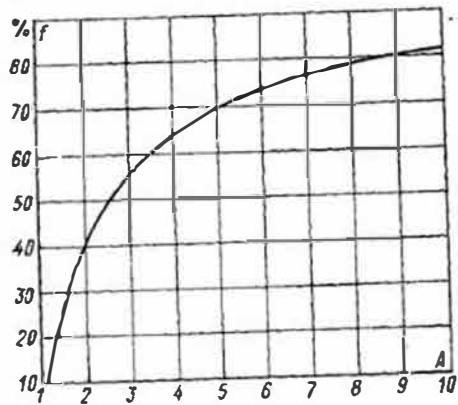


Рис. 1-14. Зависимость $f = \psi(A)$ для определения токовых погрешностей трансформаторов тока более 10 % [14]

где $k_{\max} = I_{\text{н. макс}}/I_{\text{ном. тт}}$ — отношение максимального первичного тока при к. з. в начале защищаемой зоны к первичному номинальному току трансформатора тока.

С учетом выражения (1-15) формулу (1-18) можно представить как $A = I_{\text{н. макс}}/I_{\text{расч}}$. Но в условиях наладки и обслуживания защиты, когда уже известно значение фактической расчетной нагрузки трансформатора тока $Z_{\text{н. расч}}$, которое, как правило, меньше допустимого значения $Z_{\text{н. доп}}$, рекомендуется для этого фактического значения $Z_{\text{н. расч}}$ определить новое значение предельной кратности при неизменном условии $\epsilon = 10\%$. Это значение k_{10} назовем допустимой предельной кратностью $k_{10 \text{ доп}}$. Значение $k_{10 \text{ доп}}$ определяется по фактической расчетной нагрузке $Z_{\text{н. расч}}$ с помощью той же кривой предельных кратностей, по которой определялось допустимое значение $Z_{\text{н. доп}}$, но в обратном порядке (штрихпунктирные линии на рис. 1-13, а). Таким образом, обобщенный коэффициент A вычисляется по несколько измененному выражению:

$$A = k_{\max}/k_{10 \text{ доп}} \quad (1-18a)$$

2. По значению A определяется расчетная токовая погрешность $f_{\text{расч}}$ (рис. 1-14).

3. Если $f_{\text{расч}} \leq f_{\text{доп}}$ (табл. 1-3), то обеспечивается надежное, без вибрации, замыкание контактов проверяемых реле.

Значения допустимых токовых погрешностей [14]

Тип защиты и реле	Значение $f_{\text{доп}}$, %
Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени и отсечка с реле тока:	
РТ-40, модернизированный, выпускавшимся с 1969 г.	50
РТ-40/р на базе модернизированного реле РТ-40	Не регламентируется
РТ-40, выпускавшимся до 1969 г.	40
ЭТ-520	13
Максимальная токовая защита с ограниченно зависимой выдержкой времени на реле РТ-80, РТ-90	50
Направленные максимальные токовые и дистанционные защиты от междуфазных к. з. с реле:	
РБМ с жесткими упорами, выпускающимися с 1970 г.	30
РБМ и ИМБ, выпускавшимся до 1970 г.	10
РБМ с жесткими упорами и конденсаторами	50
Направленные токовые защиты нуль последовательности от к. з. на землю в сетях 110 кВ и выше с рел. е:	
РБМ с жесткими упорами, выпускающимися с 1970 г.	20
РБМ и ИМБ, выпускавшимся до 1970 г.	10
РБМ с жесткими упорами и конденсаторами	40
Дистанционная защита с направленными реле сопротивления (индукционными, магнитоэлектрическими)	50
Продольные дифференциальные токовые защиты (трансформаторов, генераторов, шин, линий) с реле серий РНТ-560 и АЗТ-10	Не регламентируется

Способы обеспечения надежного срабатывания реле и оценка их эффективности. Если в результате расчета оказалось, что $f_{\text{расч}} > f_{\text{доп}}$, необходимо либо применить другой тип электрохимического реле, у которого выше значение $f_{\text{доп}}$ (например, заменить реле типа ЭТ-520 на реле РТ-40), или применить полупроводниковое (статическое) устройство защиты, надежная работа которого обеспечивается при еще больших значениях токовой погрешности, либо использовать один из известных способов уменьшения токовой погрешности: уменьшить фактическую расчетную нагрузку $Z_{\text{н. расч}}$; перейти на более высокий коэффициент трансформации и, следовательно, увеличить значения $I_{\text{ном. тт}}$; включить последовательно две вторичные обмотки одного и того же трансформатора тока. Рассмотренная методика позволяет быстро и достаточно точно оценить эффективность применения одного или одновременно нескольких из этих способов.

Уменьшение фактической расчетной нагрузки может быть выполнено за счет увеличения сечения жил контрольных кабелей в токовых цепях защиты, переносов шкафов защиты ближе к трансформаторам тока, использования другой схемы соединения трансформаторов тока (табл. 1-5). В ряде случаев следует уточнить значения $Z_{\text{н}}$, которые при максимальном токе к. з. могут быть существенно меньшими, чем при токе срабатывания реле. Для нового, меньшего, зна-

чения $z_{н. расч}$ определяется новое, большее, чем прежде, значение $k_{10 доп}$ (рис. 1-13, а). При этом по выражению (1-18а) определится меньшее значение коэффициента A , а по кривой на рис. 1-14 будет получено меньшее значение $f_{расч}$, которое снова сравнивается с допустимым (табл. 1-3).

Переход на больший коэффициент трансформации трансформатора тока приводит к увеличению значения первичного номинального тока $I_{1 ном. т}$ (при неизменном значении вторичного номинального тока) и к уменьшению значения $k_{макс}$. Новое значение $f_{расч}$ сравнивается с $f_{доп}$ (табл. 1-3) и делается вывод о целесообразности перехода на больший коэффициент трансформации.

Если новому значению коэффициента трансформации соответствует другая кривая предельных кратностей, то необходимо определить и новое значение $k_{10 доп}$ для прежнего значения фактической расчетной нагрузки $z_{н. расч}$, но уже по новой кривой предельных кратностей. Таким образом, в выражении (1-18а) окажется меньшее значение $k_{макс}$ и, как правило, большее значение $k_{10 доп}$, что может еще существеннее снизить значения коэффициента A и $f_{расч}$.

Для схем защиты на переменном оперативном токе с дежуртированием ЭО (рис. 1-8) возможность перехода на больший коэффициент трансформации должна быть проверена по выражению (1-8).

Последовательное включение двух вторичных обмоток одного и того же трансформатора тока может производиться как для обмоток одного класса, так и разных классов (например, Р и 0,5). В первом случае допустимая предельная кратность $k_{10 доп. сум}$ должна определяться по обычной кривой предельных кратностей данного типа трансформатора тока, но для сопротивления нагрузки, равного половине фактического расчетного: $0,5z_{н. расч}$.

В другом случае последовательного включения двух обмоток разного класса определение допустимой предельной кратности должно производиться по специально построенной суммарной кривой предельных кратностей. Абсцисса каждой точки суммарной кривой находится путем арифметического суммирования значений допустимых нагрузок $z_{н. доп}$, полученных по кривым предельных кратностей каждой из двух обмоток при одной и той же предельной кратности k_{10} . Для построения суммарной кривой предельных кратностей задаются несколькими произвольными значениями k_{10} , определяют для каждого из них значения $z_{н. доп}$ (в омах) для обмотки одного и другого классов и складывают эти значения, как показано для последовательного включения обмоток классов Р и 0,5 одного из широко применяемых типов трансформатора тока:

k_{10}	2	3	5	7	9	10
$z_{н. Р}$	5,1	3,5	2,0	1,3	1,0	0,9
$z_{н. 0,5}$	3,0	2,0	1,0	0,7	0,5	0,4
$z_{н. сум}$	8,1	5,5	3,0	2,0	1,5	1,3

По специально построенной суммарной кривой предельных кратностей определяется допустимая предельная кратность $k_{10 доп. сум}$ соответствующая фактической расчетной нагрузке на трансформатор

тока $z_{н. расч}$. Затем по выражению (1-18а) вычисляется коэффициент A , по кривой $f = \Psi(A)$ (рис. 1-14) находится значение расчетной погрешности $f_{расч}$.

Например, для трансформатора тока типа ТПЛ-10 с коэффициентом трансформации 100/5 определено фактическое сопротивление нагрузки $z_{н. расч} = 1,5$ Ом. При использовании только обмотки класса Р допустимая предельная кратность $k_{10 доп} = 6,5$ (см. приложение). При заданном значении $k_{макс} = 19$ определяем по выражению (1-18а) коэффициент $A = 19/6,5 = 2,9$, которому соответствует значение токовой погрешности $f > 50\%$ (рис. 1-14), что недопустимо для реле РТ-40 (табл. 1-3). При включении последовательно обмоток классов Р и 0,5 по специально построенной для них суммарной кривой предельных кратностей (кривая 5 на рис. П-3) при том же $z_{н. расч} = 1,5$ Ом $k_{10 доп. сум} = 9$. При том же $k_{макс} = 19$ $A = 19/9 = 2,1$, а $f \approx 40\%$ (рис. 1-13), что обеспечивает надежную работу контактов токовых реле РТ-40 (табл. 1-3).

Расчетное определение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформатора тока. Амплитудное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформатора тока определяется (с 1978 г.) без учета апериодической составляющей тока к. з. по выражению

$$U_{2 макс} = \sqrt{2} k_{макс} I_{2 ном} z_{н. расч} \quad (1-19)$$

где $k_{макс}$ — максимальная кратность тока при к. з. в начале защищаемого участка, та же, что в выражении (1-18); $I_{2 ном}$ — номинальный вторичный ток трансформатора тока (в распределительных сетях, как правило, 5 А), A ; $z_{н. расч}$ — фактическая расчетная нагрузка трансформатора тока, Ом (табл. 1-5).

До 1978 г. напряжение $U_{2 макс}$ рассчитывалось с учетом апериодической составляющей тока к. з., для чего в выражение (1-19) вводился ударный коэффициент k_u [3, 11, 14]. Принимались ориентировочные значения k_u , приведенные в табл. 1-4 для некоторых элементов электрической сети, через которые могут питаться элементы с проверяемыми трансформаторами тока.

Таблица 1-4

Значения ударного коэффициента k_u	
Наименование питающего элемента	k_u
Трансформаторы мощностью, МВ·А:	
630—1600	1,35
2,5—40	1,65
Реакторы 6 и 10 кВ до 1000 А	1,75
Кабельные линии 6 и 10 кВ	1,05
Воздушные линии (с проводами А и АС)	1,15

Полученное по выражению (1-19) значение $U_{2 макс}$ не должно превышать допустимого действующего значения напряжения $U_{2 доп}$, при котором производится проверка прочности изоляции вторичных

цепей при наладке и обслуживании устройств защиты в соответствии с «Правилами» [1]. Таким образом, должно соблюдаться условие

$$U_{2 \text{ макс}} \leq \sqrt{2} U_{2 \text{ доп}} \quad (1-20)$$

где $U_{2 \text{ доп}} = 1000 \text{ В}$ [1].

Расчетная проверка трансформаторов тока по рассмотренным трем требованиям выполнена в примерах 1-1, 1-4, 1-18 и др.

Использование зависимости $f = \psi(A)$ для приближенного определения вторичного тока трансформатора тока с учетом его токовой погрешности $f > 10\%$. При известном значении фактической расчетной нагрузки трансформатора тока $z_{н. \text{ расч}}$ по соответствующей кривой предельных кратностей определяется допустимая кратность $k_{\text{доп}}$ (рис. 1-13, а, штрихпунктирные линии). Затем по выражению (1-18а) определяется коэффициент A и по зависимости $f = \psi(A)$ находится соответствующее ему значение f (рис. 1-14). Приближенное значение вторичного тока к. з. может быть найдено с учетом токовой погрешности трансформатора тока по выражению

$$I'_{2к} = \frac{I_k k_{\text{сх}}^{(3)}}{n_T} \left(1 - \frac{f}{100k_n}\right), \quad (1-21)$$

где I_k — значение тока к. з. (первичное), A ; $k_{\text{сх}}^{(3)}$ — коэффициент схемы соединения трансформаторов тока, тот же, что и в выражении (1-6); n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока; f — токовая погрешность трансформатора тока, %; $k_n = 1,2 \div 1,3$ — коэффициент надежности [14].

Приближенное определение вторичного тока с учетом токовой погрешности трансформатора тока используется, например, при выяснении возможности применения или оставления в работе схемы защиты с дешунтированием ЭО (рис. 1-8) в тех случаях, когда значение $I'_{2к. \text{ макс}}$, вычисленное по выражению (1-9), превышает допустимое (150 А).

Например, $I_{к. \text{ макс}} = 1600 \text{ А}$. При $n_T = 50/5$ вторичный ток $I'_{2к. \text{ макс}} = 160 \text{ А}$. Определяется значение f для $k_{\text{макс}} = 1600/50 = 32$. При $z_{н. \text{ расч}} = 0,9 \text{ Ом}$ (рис. 1-13, а) находим, что $k_{\text{доп}} = 10$. Коэффициент $A = 32/10 = 3,2$, а $f = 58\%$ (рис. 1-14). По выражению (1-21)

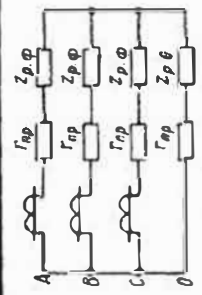
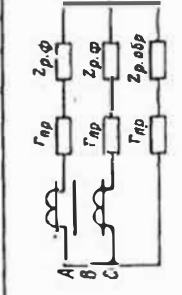
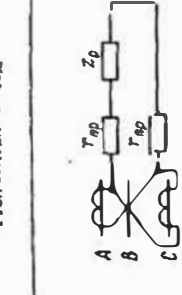
$$I'_{2к. \text{ макс}} = \frac{1600 \cdot 1}{50/5} \left(1 - \frac{58}{100 \cdot 1,3}\right) = 88 \text{ А}.$$

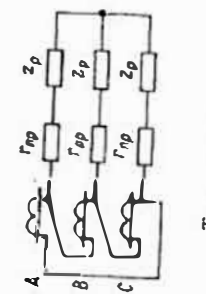
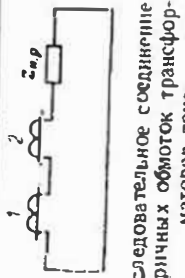
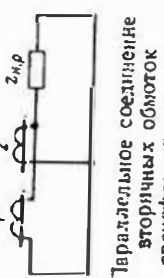
Определение вторичной нагрузки. Фактическая расчетная вторичная нагрузка $z_{н. \text{ расч}}$ трансформатора тока зависит от сопротивления реле и соединительных проводов, от схемы соединения трансформаторов тока и от вида к. з. Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки (на фазу) трансформаторов тока для основных схем соединения приведены в табл. 1-5.

Сопротивление вторичных цепей, состоящих из релейной аппаратуры и соединительных проводов, может быть

Таблица 1-5

Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока

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

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

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

либо измерено на переменном токе с помощью вольтметра и амперметра [15], либо определено с помощью следующих выражений:

$$r_{уп} = l/(\gamma s), \quad (1-22)$$

где l — длина провода (кабеля) от трансформатора тока до реле, м; s — сечение провода (жила кабеля), мм^2 ; γ — удельная проводимость, $\text{м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$, для меди равна 57, для алюминия — 34,5;

б) полное сопротивление реле (или панели защиты) определяется, как правило, по потребляемой мощности S , которая указывается в каталогах и справочниках [12, 14]:

$$z_p = S/I^2, \quad (1-23)$$

где S — потребляемая мощность, $\text{В} \cdot \text{А}$; I — ток, при котором задана потребляемая мощность, А.

Для реле, имеющих нелинейную зависимость сопротивления от тока, расчетное сопротивление z_p определяется при расчетном токе; зависимости $z_p = f(I)$ приводятся в работе [12].

Для создания расчетного запаса и в целях упрощения расчетов значения сопротивлений, полученных по выражениям (1-22) и (1-23), складываются арифметически.

1.4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 6 И 10 кВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ РАЙОНОВ

1. Общие сведения

В сельской местности электроснабжение осуществляется, как правило, по воздушным линиям (ВЛ) напряжением 10 и, реже, 6 кВ, которые подключаются к подстанциям с высшим напряжением 35 или 110 кВ, а иногда и более высокого класса напряжения. Благодаря сооружению большого числа питающих линий и подстанций 35, 110 кВ во всех сельскохозяйственных районах нашей страны за последние 15 лет значительно снизилась средняя протяженность линий 10 (6) кВ. Появилось много сравнительно коротких линий (до 10 км), но наряду с ними сохраняется еще значительное число ВЛ 10 кВ, протяженность которых исчисляется десятками километров, а также таких ВЛ 10 кВ, которые могут значительно удлиняться при создании кратковременных аварийных и ремонтных схем электроснабжения. Для таких длинных линий характерны небольшие значения токов при к. з. в конце защищаемого участка, причем значения токов к. з. могут быть близки к значениям токов нагрузки, и тем более токов перегрузки, вызванных подключением дополнительной нагрузки и самозапуском электродвигателей современных сельскохозяйственных предприятий.

Большинство линий 10 (6) кВ в сельской местности питает по несколько трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ (6/0,4 кВ)

самой различной мощности (от 25 до 630 кВ·А). Эти трансформаторные подстанции подключаются к ответвлениям от линий через плавкие предохранители, главным образом кварцевые типа ПКТ (пример 1-1). На трансформаторных подстанциях крупных сельскохозяйственных предприятий (птицефабрики, животноводческие комплексы, хранилища и т. п.) могут устанавливаться трансформаторы мощностью 630 и 1000 кВ·А с масляными выключателями 10 (6) кВ и релейной защитой (примеры 1-6, 2-1 и 2-2).

Защита линий 10 (6) кВ сельскохозяйственных районов выполняется в соответствии с «Правилами» [1] от многофазных к. з. и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных к. з. предусматривают в двухфазном исполнении, причем трансформаторы тока устанавливают на одних и тех же фазах во всей сети, обычно на фазах А и С. При замыканиях на землю в двух разных точках сети (двойное замыкание на землю) такое выполнение защиты обеспечивает в большинстве случаев отключение только одной из поврежденных линий. Вторая поврежденная линия может некоторое время оставаться в работе, несмотря на замыкание одной фазы на землю.

Количество реле защиты определяется в зависимости от требований чувствительности и надежности. Однорелейная схема (рис. 1-10), как уже указывалось, практически не применяется. В качестве типовой применяется двухрелейная схема защиты (например, рис. 1-15, б). В относительно редких случаях питания трансформаторов Δ/Υ -11 выполняется трехрелейная схема (табл. 1-5, п. 2), которая обладает одинаковой чувствительностью при трехфазных и двухфазных к. з. за этими трансформаторами (пример 2-2).

Линии 10 (6) кВ в сельской местности обычно выполняются одиночными и имеют одностороннее питание. Для защиты таких линий от многофазных к. з. должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая — в виде максимальной токовой защиты с зависимой или с независимой характеристикой выдержки времени (рис. 1-1 и 1-2). В большинстве случаев применяются защиты с зависимой характеристикой выдержки времени, поскольку на подстанциях с переменным оперативным током их выполнение проще и дешевле, чем защит с независимой характеристикой. Особенно просты и дешевы защиты с реле прямого действия, встроенными в привод выключателя 10 (6) кВ, например типа РТВ. Зависимая характеристика выдержки времени позволяет выбирать, как правило, меньший ток срабатывания защиты по условию согласования (селективности) с плавкими предохранителями питаемых трансформаторов (примеры 1-1 и 1-5).

Токовые селективные отсечки должны применяться во всех случаях, когда они эффективны, т. е. при к. з. в начале линии имеют коэффициент чувствительности около 1,2 в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме [1]. На линиях, отходящих от шин подстанций, питающих крупные синхронные электродвигатели,

могут применяться неселективные отсечки в сочетании с устройствами АПВ или АВР.

Если двухступенчатая максимальная токовая защита не обеспечивает требуемых условий быстродействия, селективности и чувствительности, «Правила» [1] допускают применение на линиях 10 (6) кВ дистанционных защит в простейшем исполнении. К таким защитам относится дистанционная защита типа ДЗ-10 и аналогичное устройство типа КРЗА-С [18], выбор уставок которых рассмотрен в примерах 1-12—1-15.

Защиты от однофазных замыканий на землю в сетях 10 (6) кВ описаны в работах [3, 8]. Специальных расчетов для выбора уставок этих защит, как правило, не требуется: указания по их настройке приводятся в заводских информационных и инструкциях по обслуживанию.

Сведения о принципах и схемах выполнения защит от многофазных к. з. линий 10 (6) кВ приведены в работах [3, 8, 9], о методах расчета токов к. з. — в работах [16, 17]. Далее в примерах приводятся расчеты токов при многофазных к. з. и выбор рабочих уставок защит от многофазных к. з. для наиболее часто встречающихся на практике схем воздушных сетей 10 (6) кВ в сельской местности.

2. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для несекционированных ВЛ 10 и 6 кВ сельскохозяйственных районов

Пример 1-1. Выбираются рабочие уставки защиты ВЛ 10 кВ в сельскохозяйственном районе. Схема линии приведена на рис. 1-15, а, где указаны необходимые исходные данные: сопротивление питающей энергосистемы (одинаковое для максимального и минимального режимов), приведенное к шинам 10 кВ питающей подстанции; параметры участков основной линии и ответвлений; параметры трансформаторов 10/0,4—0,23 кВ (как правило, достаточно указать значение номинальной мощности, поскольку значения номинальных напряжений и напряжения к. з. u_k (в процентах) являются стандартными или незначительно отличаются от стандартных); номинальные токи плавких предохранителей (на рис. 1-15, а они не указаны, но выбраны в соответствии с табл. 1-7); тип и характеристика существующей максимальной токовой защиты питающего трансформатора 35/10 кВ, которая выполнена по двухрелейной схеме (рис. 1-15, б), а также выбранные типы и коэффициенты трансформации трансформаторов тока. Э. д. с. энергосистемы принимается равной среднему значению напряжения сети: 10,5 кВ (табл. В-1).

На ВЛ 10 кВ установлена максимальная токовая защита, выполненная по двухрелейной схеме с реле прямого действия типа РТВ (рис. 1-15, б). Токовая отсечка не используется, поскольку невелико различие между токами к. з. в месте подключения ближайшего транс-

форматора (580 А) и в месте установки защиты линии (640 А). Ток-вые отсечки рассмотрены в примерах 1-16 и 1-17.

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з., для чего прежде всего намечаются расчетные точки к. з., электрически наиболее удаленные от питающей подстанции (точки $K1$ и $K2$). Определяются сопротивления участков линии и ответвлений. Расчет удобно свести в таблицу (табл. 1-6). Значения сопротивлений ($r_{уд}$, $x_{в,уд}$ и $x_{н,уд}$) указаны по табл. П-1 и П-2.

Внутреннее индуктивное сопротивление ($x_{в,уд}$) характерно только для стальных проводов. Как известно, это сопротивление зависит от значения тока в проводе и поэтому точный расчет токов к. з. для таких проводов является весьма трудоемким. Для упрощения расчетов токов к. з. для линий, у которых сопротивление участков со стальными проводами составляет незначительную часть общего сопротивления до точки к. з., допускается принимать некоторые средние значения $x_{в,уд}$ (см. табл. П-2), соответствующие току к. з. примерно 150 А. При больших токах к. з. эти сопротивления уменьшаются [9]. Таким образом, указанное допущение обычно создает некоторый запас при расчете максимальной токовой защиты линии.

Определяются суммарные активное и индуктивное сопротивления до расчетной точки к. з. $K1$: $r_{K1} = 29,5$ Ом, $x_{K1} = 18,3$ Ом (с учетом сопротивления системы). Полное сопротивление до точки $K1$

$$z_{K1} = \sqrt{29,5^2 + 18,3^2} = 34,5 \text{ Ом.}$$

Ток при трехфазном к. з. в точке $K1$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{10 \cdot 500}{\sqrt{3} \cdot 34,5} = 176 \text{ А.}$$

Аналогично рассчитывается ток при трехфазном к. з. в расчетной точке $K2$. Токи к. з. указываются на расчетной схеме (рис. 1-15).

2. Рассчитывается ток срабатывания максимальной защиты линии по выражению (1-1). Проведенные исследования и опыт эксплуатации релейной защиты показывают, что при расчете уставок максимальных токовых защит линий 6 и 10 кВ в сельскохозяйственных районах, как правило, можно принимать в выражениях (1-1)–(1-3)

Определение сопротивлений участков ВЛ 10 кВ

Участки линии	Длина, км	Марка провода	Звучекое сопротивление					
			$r_{уд}$, Ом/км	$x_{в,уд}$, Ом/км	$x_{н,уд}$, Ом/км	$x_{в,уд} + x_{н,уд}$, Ом/км	r , Ом	$x_{н} + x_{н'}$, Ом
1	1,4	АС-35	0,77	—	0,4	0,4	1,09	0,56
2	1,9	АС-35	0,77	—	0,4	0,4	1,46	0,76
3	11,0	АС-25	1,146	—	0,4	0,4	12,6	4,4
4	4,5	А-25	1,14	—	0,4	0,4	5,1	1,8
5	1,0	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	6,2	1,8
6	9,0	АС-25	1,146	—	0,4	0,4	10,2	3,6
7	2,0	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9,0	3,2

$k_{сзн}$ равным 1,2–1,3 при условии, что защита будет иметь время срабатывания не менее 0,5 с. Исключение составляют линии, питающие потребителей со значительным количеством электродвигателей (например, крупные птицефабрики, животноводческие комплексы, предприятия по переработке сельскохозяйственных продуктов и т. п.). Для этих линий $k_{сзн}$ определяется расчетом так же, как для линий, имеющих промышленную (обобщенную) нагрузку (см. § 1-5).

Максимальный рабочий ток линии ($I_{раб, макс}$) при отсутствии официальных данных может быть определен приближенно:

а) по номинальному току наиболее «слабого» элемента цепи (например, по первичному номинальному току трансформатора тока, по длительно допустимому току кабельной вставки и т. п.);

б) по максимальной суммарной мощности силовых трансформаторов, которые могут питаться по защищаемой линии в нормальном, ремонтном или послеаварийном режимах;

в) по допустимым уровням напряжений на вводах всех трансформаторов ответвлений в разных режимах.

Последний способ является достаточно трудоемким, а первый может привести к необоснованному увеличению тока срабатывания защиты. Определение $I_{раб, макс}$ по сумме номинальных токов всех трансформаторов, питаемых по защищаемой линии, в свою очередь, может производиться с учетом так называемого коэффициента загрузки или без него. Появление этого коэффициента вызвано тем, что в сельских сетях в ряде случаев максимальный ток нагрузки трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ оказывается меньше их номинального тока. Однако при выборе уставок максимальной защиты линии нежелательно учитывать этот коэффициент, поскольку его значение ежегодно изменяется в сторону повышения в связи с неуклонным развитием в нашей стране сельскохозяйственного производства и увеличением его электрооборуженности. Учет коэффициента загрузки при выборе уставок релейной защиты потребовал бы проведения частых повторных расчетов уставок и перерегулировок реле

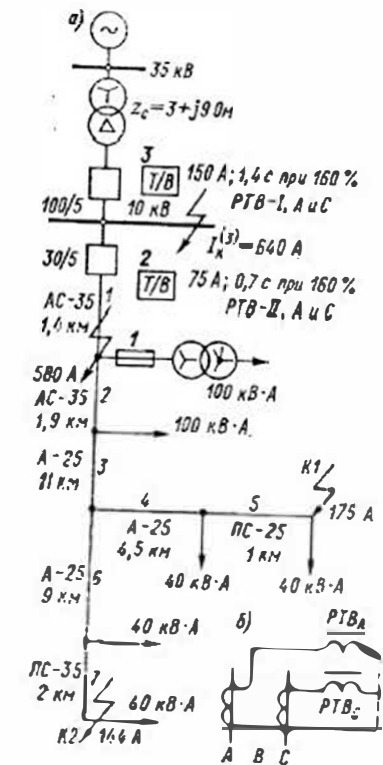


Рис. 1-15. Расчетная (а) схема ВЛ 10 кВ и принципиальная (б) схема максимальной защиты линии к примеру 1-1

T/B — максимальная токовая защита с зависимой характеристикой. Все сопротивления и токи отнесены к напряжению 10 кВ

защиты. Определение $I_{\text{раб. макс}}$ без учета коэффициента загрузки создает определенный расчетный запас на несколько лет, что немало важно в условиях эксплуатации релейной защиты сельских сетей.

В данном примере принимается $I_{\text{раб. макс}}$ равным сумме номинальных токов всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии (рис. 1-15), с учетом того, что по этой линии не предусмотрено питание других подстанций. В соответствии с выражением (1-13)

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

Ток срабатывания защиты по условию (1-1)

$$I_{\text{с. з}} \geq \frac{k_n k_{\text{сзп}}}{k_{\text{з}}} I_{\text{раб. макс}} = \frac{1,3 \cdot 1,25 \cdot 20}{0,65} = 50 \text{ А.}$$

3. Рассчитывается ток срабатывания реле РТВ-1 по выражению (1-6) и проверяется чувствительность защиты. Предварительно приняв $n_{\tau} = 50/5$, получаем $I_{\text{с. р}} = 50 \cdot 1/10 = 5 \text{ А}$. Такая уставка на реле может быть выполнена (см. приложение).

Коэффициент чувствительности при к. з. в основной зоне действия защиты (точка К2 с наименьшим током к. з.) в соответствии с формулой (1-5а) $k_{\text{ч. осн}}^2 = 0,865 \cdot 144/50 = 2,5 > 1,5$, и, следовательно, по условиям релейной защиты секционирования линии не требуется.

Определяется коэффициент чувствительности в зоне резервирования, т. е. при к. з. на шинах низшего напряжения трансформаторов ответвлений. Выбирается ближайший трансформатор 100 кВ·А, и определяется ток к. з. через защиту при повреждении за этим трансформатором. Сопротивление стандартного трансформатора такой мощности с $u_k = 4,5\%$ равно 45 Ом. Токи к. з.: $I_{\text{к}}^{(3)} = 115 \text{ А}$; $I_{\text{к}}^{(2)} = 0,865 \cdot 115 = 100 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч. рез}} = 100/50 = 2 > 1,2$ [1]. Определяются коэффициенты чувствительности при к. з. за следующим трансформатором ответвления и т. д. Может оказаться, что максимальная защита нечувствительна к повреждениям за маломощными и удаленными трансформаторами ответвлений, что допускается «Правилами» [1].

4. Выбирается время срабатывания и характеристика реле РТВ по условиям согласования по току и времени с параметрами срабатывания защитных устройств последующих и предыдущих элементов. Предыдущим расчетным элементом является наиболее мощный из трансформаторов — 100 кВ·А. Его защита осуществляется, как обычно, плавкими предохранителями [7, 19]. В большинстве случаев применяются предохранители с мелкозернистым наполнителем (кварцевым песком) типа ПК, обладающие рядом преимуществ перед выхлопными предохранителями ПВ, у которых гашение дуги происходит путем ее обдувания газами, образуемыми газогенерирующим веществом под действием дуги, выбрасывающимися с большой скоростью, в виде выхлопа, из дугового пространства (ГОСТ 2213—79). Прежнее название выхлопных предохранителей — стреляющие типа ПСН, в настоящее время не допускается к применению, поэтому в данном примере будет указываться в скобках.

Номинальный ток заменяемого элемента предохранителей (для ПК — патрон с плавкой вставкой, для ПВ — плавкий элемент с деталями крепления), совпадающий по значению с номинальным током предохранителя $I_{\text{ном}}$, выбирается по табл. 1-7, составленной в соответствии с директивными материалами [7].

Таблица 1-7

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

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

В начале примера в учебных целях для расчета принимается выхлопной предохранитель, предназначенный для защиты силовых трансформаторов, с номинальным напряжением 10 кВ, номинальным током $I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$ (табл. 1-7) и номинальным током отключения $I_{\text{отк. ном}} = 1,6 \text{ кА}$ (принимается ближайшее большее значение по ГОСТ 2213—79 по отношению к максимальному значению тока к. з. в месте установки предохранителя; из рис. 1-15, а этот ток равен 580 А). Условное обозначение выбранного предохранителя с некоторыми сокращениями имеет вид: ПВТ-10-16-1,6 (прежнее наименование ПСН-10). На карте селективности (рис. 1-16) в осях ток—время строится типовая защитная времятоковая характеристика плавления этого предохранителя, представляющая зависимость преддугового времени или времени плавления плавкого элемента от начала к. з. до момента возникновения дуги ($t_{\text{пл}}$) от действующего значения периодической составляющей ожидаемого тока к. з. (типовые времятоковые характеристики предохранителей разных типов представлены в приложении). Построение ведется по следующим точкам типовой характеристики: 30 А — 5 с; 40 А — 2 с; 50 А — 1 с; 60 А — 0,6 с; 70 А — 0,4 с; 80 А — 0,3 с; 100 А — 0,22 с (характеристика I').

В соответствии с ГОСТ 2213—79 отклонения значения ожидаемого тока к. з. при данном преддуговом времени (времени плавления плавкого элемента) $t_{\text{пл}}$ от значения тока к. з., полученного по *типовой* времятоковой характеристике плавления, не должно пре-

вышать $\pm 20\%$. Поэтому типовая характеристика I' (рис. 1-16) должна быть смещена вправо на 20% . Построение предельной времятоковой характеристики I производится по нескольким точкам, например: $36\text{ А} - 5\text{ с}$; $48\text{ А} - 2\text{ с}$; $60\text{ А} - 1\text{ с}$; $72\text{ А} - 0,6\text{ с}$; $84\text{ А} - 0,4\text{ с}$; $96\text{ А} - 0,3\text{ с}$; $120\text{ А} - 0,22\text{ с}$.

Подбирается характеристика 2 максимальной защиты линии (реле РТВ-1) исходя из следующих условий.

а. Ток срабатывания защиты должен быть не менее чем на 10% больше тока плавления вставки предохранителя, соответствующего времени действия защиты в начальной части характеристики

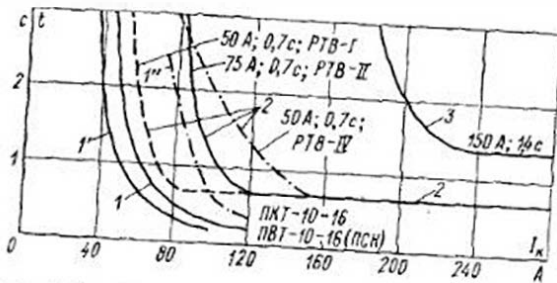


Рис. 1-16. Карта селективности к примеру 1-1 (расчетная схема изображена на рис. 1-15) Токи приведены к напряжению 10 кВ

(не менее 5 с). Для этого определяется ток $I_{пл}$ при 5 с : 36 А . Выбранный ранее ток срабатывания защиты (50 А) удовлетворяет этому условию. Можно пользоваться типовыми характеристиками и без перестройки их в предельные, но тогда ток срабатывания защиты следует выбирать не на 10% , а на 40% больше тока плавления вставки при тех же 5 с [10].

б. Степень селективности $0,5 - 0,7$ с между характеристиками защиты (2) и предохранителя (1) желательно обеспечивать при всех возможных значениях тока к. з. [7]. О допустимых отклонениях от этого правила — см. рис. 1-22.

в. Степень селективности между защитой питающего трансформатора (характеристика 3 задана) и защитой ВЛ 10 кВ должна быть примерно $0,7\text{ с}$ при максимальном токе к. з. в начале линии (практически берется ток к. з. на шинах 10 кВ питающей подстанции). В рассматриваемом примере этот ток 640 А . Очевидно, что обе согласованные защиты работают в независимой части характеристик. Тогда для защиты линии время срабатывания должно быть

$$t_{с.з} \leq t_{с.а.тр} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7\text{ с.}$$

Принимая за основу типовую односекундную характеристику реле РТВ-1 (приведена в приложении), определяем несколько точек нужной характеристики с $t_{с.з} = 0,7\text{ с}$ в независимой части (меньше $0,7\text{ с}$ принимать не рекомендуется), а затем пересчитываем абсциссы

этих точек по выбранному току срабатывания защиты $I_{с.з} = 50\text{ А}$:

$k = I_{с.з}/I_{с.р}, \%$	160	140	130	120	110	100
$t_{с.з}, \text{ с}$	0,7	1	1,3	1,9	2,6	~6
$I_{к}, \text{ А}$	80	70	65	60	55	50

Ток $I_{к}$ определяется по выражению:

$$I_{к} = k I_{с.р} n_{т} (100 k_{с.з}^{3/2}), \quad (1-24)$$

где k — кратность $I_{с.з}/I_{с.р}$, определяемая по типовой характеристике, $\%$; $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле, А ; $n_{т}$ — коэффициент трансформации; $k_{с.з}^{3/2}$ — коэффициент схемы (см. выше).

Очевидно, что при токах к. з. в диапазоне $65 - 120\text{ А}$ не обеспечивается достаточная величина степени селективности между максимальной защитой линии (штриховая кривая 2 на рис. 1-16) и плавкими предохранителями (кривая 1). Например, при токе, равном 70 А , защита срабатывает с временем $t_{с.з} \approx 1\text{ с}$, а плавкие вставки перегорают за время

$$t = t_{пл} + t_{гор} \approx 0,65 + 0,2 = 0,85\text{ с,}$$

где $t_{гор}$ — примерное время горения дуги плавкого предохранителя, определяемое по зависимости, приведенной в приложении.

Степень селективности $\Delta t = 0,15\text{ с}$ значительно меньше рекомендуемой, и поэтому ток срабатывания защиты линии следует увеличить, поскольку время срабатывания не может быть увеличено по условию селективности с защитой питающего трансформатора. Выбирается новое значение тока срабатывания защиты $I_{с.з} = 75\text{ А}$ при уставке реле РТВ-1 $I_{с.р} = 7,5\text{ А}$, которое обеспечивает необходимую чувствительность в основной зоне ($k_{с.з}^{3/2} = 1,65 > 1,5$). Резервирование к. з. за ближайшим трансформатором $100\text{ кВ} \cdot \text{А}$ обеспечивается ($k_{с.з} = 1,2$), но для более удаленных и менее мощных трансформаторов резервирование не обеспечивается, что допускается «Правилами» [1]. Отсутствие резервирования при к. з. за трансформаторами вообще является характерным для защит ВЛ 6 и 10 кВ . Важно также подчеркнуть, что установка трансформаторов 6 и $10/0,4\text{ кВ}$ относительно большой мощности ($100\text{ кВ} \cdot \text{А}$ и выше) часто приводит к необходимости увеличения тока срабатывания максимальной защиты линии.

На рис. 1-16 строится новая кривая 2 (сплошная) по следующим точкам: $1,6 \cdot 75\text{ А} = 120\text{ А} - 0,7\text{ с}$; $105\text{ А} - 1\text{ с}$; $97\text{ А} - 1,3\text{ с}$; $90\text{ А} - 1,9\text{ с}$; $83\text{ А} - 2,6\text{ с}$; $75\text{ А} - \text{около } 6\text{ с}$. Теперь селективность между защитой 2 и предохранителями 1 обеспечивается во всем диапазоне токов к. з.

Подобным образом строится на карте селективности (рис. 1-16) и кривая 3 максимальной защиты трансформатора по заданным уставкам: $I_{с.з} = 150\text{ А}$ и $t_{с.з} = 1,4\text{ с}$ в независимой части (при 160% $I_{с.з}$ для реле РТВ-1).

Как видно из рис. 1-16, выбранные характеристики полностью обеспечивают селективность действия защитных устройств. Отметим, что селективность между защитой линии и предохранителями может быть достигнута и без увеличения тока срабатывания за-

щиты линии, если установить реле типа РТВ-IV, имеющие более пологую характеристику. В этом легко убедиться, построив характеристику реле РТВ-IV для выбранных уставок (50 А; 0,7 с при 300% $I_{c.з}$), используя для построения типовую односекундную характеристику реле РТВ-IV — РТВ-VI, приведенную в приложении (штрихпунктирная кривая 2 на рис. 1-16).

При установке на трансформаторе 100 кВ·А кварцевых предохранителей ПКТ-10 с номинальным током 16 А (по каталогу «Электротехника СССР», № 02.50.02—82, выпущенному взамен № 02.10.01—76, сокращенное условное обозначение ПКТ-10-16) оказывается, что ток срабатывания максимальной токовой защиты линии придется выбрать несколько большим из-за того, что время-токовые характеристики у ПКТ являются более пологими, чем у ПВ (ПСН). По приведенным в приложении типовым характеристикам ПКТ определяется, что у ПКТ-10-16 при $t_{пл} = 5$ с ток плавления равен примерно 58 А. Тогда ток срабатывания максимальной токовой защиты линии должен быть выбран не менее чем $1,4 \cdot 58 = 80$ А. При коэффициенте трансформации трансформаторов тока, равном 50/5, ток срабатывания реле РТВ, встроенного в привод выключателя типа ВМП-10, может быть принят равным 8 А (см. приложение). Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне $k_{c.з}^{(1)} = 0,865 \cdot 144/80 = 1,56$, что меньше, чем в предыдущем случае, когда согласование велось с предохранителем типа ПВ (ПСН), однако соответствует требованиям «Правил» [1]. Но при установке трансформатора большей мощности, например 160 кВ·А, для которого номинальный ток предохранителя $I_{ном} = 20$ А (табл. 1-7) и ток плавления при $t_{пл} = 5$ с около 80 А, ток срабатывания защиты пришлось бы выбрать не менее чем $1,4 \cdot 80 = 112$ А (пример 1-2). Учитывая, что на реле РТВ ближайшая уставка 12 А, ток срабатывания защиты должен быть принят равным 120 А. Но при этом коэффициент чувствительности защиты в основной зоне ее действия оказывается значительно меньше, чем требуется: 1,04 вместо 1,5. Надо отметить, что при использовании для защиты трансформаторов 10 (6) кВ мощностью свыше 100 кВ·А плавких предохранителей типа ПК часто не представляется возможным обеспечить селективность между защитой линии 10 (6) кВ и предохранителями [10].

5. Производится проверка допустимости выбранного времени срабатывания максимальной токовой защиты (0,7 с) по условиям термической стойкости проводов защищаемой линии. Для практических расчетов на термическую стойкость проводов распределительных электрических сетей используется выражение [2]

$$s_{мин} = \sqrt{B/C}, \quad (1-25)$$

где $s_{мин}$ — минимально допустимое сечение провода, мм²; $B = I_k^2 t_{отк}$ — импульс квадратичного тока от периодической составляющей тока I_k при трехфазном к. з. в начале защищаемой линии; $t_{отк}$ — время от начала к. з. до его отключения, вычисляемое по выражению:

$$t_{отк} = t_{c.з} + t_{o.в} \quad (1-26)$$

где $t_{c.з}$ и $t_{o.в}$ — время срабатывания защиты и время отключения выключателя, с.

Значение постоянной C зависит от материала провода, его начальной и конечной температуры. Для неизолированных проводов с тяжением менее 1 даН/мм² и для кабелей 6 и 10 кВ (с алюминиевыми жилами) принимается $C = 91$; для проводов с тяжением более 1 даН/мм² — $C = 69,5$ [10].

Выражение (1-25) может быть представлено в более простом виде [7, 11]:

$$s_{мин} = \frac{I_k}{C} \sqrt{t_{отк}}, \quad (1-25a)$$

где все обозначения те же, что в выражениях (1-25) и (1-26).

В тех случаях, когда на защищаемой линии введено в работу устройство АПВ однократного действия, при расчете значения $t_{отк}$ следует учитывать, что за время бестоковой паузы (обычно около 2 с) температура провода существенно не изменится. В этих случаях время прохождения тока к. з. увеличивается:

$$t_{отк} = t_{c.з1} + t_{c.з2} + 2t_{o.в}, \quad (1-26a)$$

где $t_{c.з1}$ — время срабатывания защиты с основным временем (до АПВ); $t_{c.з2}$ — время срабатывания защиты с ускорением после АПВ. Если ускорение защиты после АПВ не выполнено, то значение $t_{c.з2} = t_{c.з1}$. При использовании на линии устройства АПВ двукратного действия с выдержкой времени второго цикла около 20 с значение $t_{отк}$ допустимо не увеличивать и расчет производить по выражению (1-26a).

Для условий рассматриваемого примера по выражениям (1-26a) и (1-25a) определяется минимально допустимое сечение провода линии:

$$t_{отк} = 0,7 + 0,7 + 2 \cdot 0,1 = 1,6 \text{ с};$$

$$s_{мин} = 640 \sqrt{1,6/69,5} \approx 12 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого в примере на участках 1 и 2 (АС-35, рис. 1-15). При наличии близ места к. з. крупных электродвигателей или генераторов импульс квадратичного тока B в выражении (1-25) определяется согласно указаниям «Справочника» [2].

6. Расчетная проверка трансформаторов тока по условиям § 1-3.

а. Проверка на 10 %-ную погрешность. Предельная кратность по выражению (1-15) для реле с зависимой характеристикой (РТВ-1): $k_{10} = 1,6 \cdot 75/50 = 2,4$. По кривой предельных кратностей для ТПЛ-10, класс Р (рис. 1-13) определяется $z_{н.доп} = 4,2$ Ом.

Наибольшая фактическая нагрузка трансформатора тока для двухфазной двухрелейной схемы (рис. 1-15) определяется по табл. 1-5: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_p + z_{пер}$. Сопротивление реле РТВ-1 при втянутом якоре при уставке 7,5 А рассчитывается по выражению (1-23): $z_p = 118/7,5^2 = 2,1$ Ом, где $S = 118$ В·А по техническим данным привода ПП-67 (см. приложение). Сопротивление проводов в данном случае практически можно было бы не учитывать, так как реле РТВ установлены в непосредственной близости от трансформаторов тока

(как и все другие реле, расположенные в комплектных распределительных устройствах типа КРУ, КРУН, КСО и т. п.). Действительно, даже при длине соединительного провода из алюминия $l = 8$ м и минимально допустимом сечении 4 мм^2 [1] по выражению (1-22) $r_{\text{пр}} = 8 / (34,5 \cdot 4) \approx 0,06$ Ом. Суммарное сопротивление нагрузки $z_{\text{н. расч}} = 2 \cdot 0,06 + 2,1 + 0,1 = 2,32$ См $< 4,2$ Ом, следовательно, погрешность трансформаторов тока не превышает 10 %.

б. Расчетная проверка надежной работы при максимальном значении тока к. з. для реле типа РТВ не производится.

в. Расчетное определение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока производится по выражению (1-19):

$$U_{2 \text{ макс}} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,32 = 210 \text{ В},$$

где $k_{\text{макс}} = I_{\text{н. макс}} / I_{\text{ном. ТТ}} = 640 / 50 = 12,8$; $z_{\text{н. расч}} = 2,32$ Ом (см. выше).

Рабочее напряжение для присоединений, не имеющих связи с другими присоединениями и аппаратура которых расположена отдельно от аппаратуры других присоединений (к таким присоединениям относятся линии 10 (6) кВ), в соответствии с «Правилами» [1] не должно превышать 1000 В. Следовательно, в выражении (1-20) $U_{2 \text{ доп}} = 1000$ В. Полученное по выражению (1-19) значение $U_{2 \text{ макс}} = 210 \text{ В} \ll \sqrt{2} \cdot 1000 \text{ В}$. Фактически значение $U_{2 \text{ макс}}$ будет еще меньше, так как при $I_{\text{н. макс}}$ сопротивление реле РТВ меньше, чем при токе уставки, как принято в расчете. Полученный результат является характерным для трансформаторов тока с $I_{\text{ном}} = 5$ А, установленных на элементах распределительных сетей.

7. При максимальном значении рабочего тока линии 20 А (п. 2) можно выбрать $n_T = 30/5$ вместо предварительно принятого $n_T = 50/5$. При том же коэффициенте трансформации выбранные ранее ток и время (характеристика) срабатывания защиты линии не изменяются. Ток срабатывания реле $I_{\text{с. р}} = 75/6 = 12,5$ А; такая уставка имеется на реле РТВ-II (см. приложение).

Производится проверка трансформаторов тока с $n_T = 30/5$ на 10 %-ую погрешность по условиям § 1-3: $k_{\text{т}} = 1,6 \cdot 75 / 30 = 4$ по выражению (1-15); при этом значении предельной кратности $z_{\text{н. доп}} = 2,5$ Ом (рис. 1-13, а); сопротивление реле РТВ-II по выражению (1-23): $z_{\text{р}} = 114 / 12,5^2 = 0,73$ Ом; по табл. 1-5 $z_{\text{н. расч}} = 2 \cdot 0,06 + 0,73 + 0,1 = 0,95$ Ом $< 2,5$ Ом. В расчете по выражению (1-19) изменяются по сравнению с предыдущим вариантом две величины: увеличивается кратность максимального тока к. з. $k_{\text{макс}} = 640 / 30 = 21,3$, но уменьшается фактическое расчетное сопротивление нагрузки и, следовательно, значение $U_{2 \text{ макс}}$ не возрастает ($144 \text{ В} \ll 1400 \text{ В}$).

Сравнивая результаты расчета для $n_T = 50/5$ и $30/5$, можно заметить, что для защиты с реле прямого действия завышение коэффициента трансформации обычно не приводит к уменьшению погрешностей трансформаторов тока. Это объясняется тем, что при уменьшении уставки реле прямого действия их сопротивление существенно увеличивается.

В данном примере целесообразно принять $n_T = 30/5$ и реле РТВ-II (вместо РТВ-I) с уставкой 12,5 А ($I_{\text{с. з}} = 75$ А) или реле РТВ-IV с уставкой 10 А ($I_{\text{с. з}} = 60$ А вместо 50 А, что допустимо по всем рассмотренным выше условиям). Окончательно принятые уставки накладываются на расчетную схему (рис. 1-15). При установке на трансформаторе 100 кВ · А предохранителей ПКТ-10-16 (предельная времятоковая характеристика $I^2 t$ на рис. 1-16) максимальная токовая защита линии должна быть отрегулирована на ток срабатывания не менее 80 А. При необходимости повышения ее чувствительности допустимо принять 75 А (реле РТВ-I или РТВ-II), а время срабатывания в установившейся части сохранить 0,7 с (сплошная кривая 2 на рис. 1-16). Время плавления у ПКТ-10-16 при токе $1,6 \cdot 75 = 120$ А (начало установившейся части характеристики 2) около 0,45 с. Степень селективности 0,25 с мала, поэтому на линии обязательно должно быть введено в работу устройство АПВ, желательное двукратного действия. При возможности для защиты линии следует выбрать односекундную характеристику времени срабатывания.

8. Оформляются результаты расчета и выдается задание на наладку защиты. В задании указывается наименование линии, номер проектной схемы защиты, тип и коэффициент трансформации трансформаторов тока, тип реле, выбранные уставки защиты, максимальный вторичный ток к. з. через защиту для проверки надежности работы реле.

Для реле с зависимой характеристикой дополнительно указывается, при каком токе реле должно срабатывать с заданным временем (например, 0,7 с при 160 % $I_{\text{с. р}}$). Целесообразно задавать для контроля несколько промежуточных точек характеристики срабатывания. Для защит, которые согласовываются с предохранителями 6 и 10 кВ, важно проверить, что при токе срабатывания время действия защиты составляет не менее 5 с.

Пример 1-2. В примере рассчитывается ток срабатывания и строится зависимая от тока характеристика времени срабатывания максимальной токовой защиты линии 10 кВ с реле типа РТВ-I, включенными на фазные токи (рис. 1-15, б), только по одному условию: согласованию с характеристикой кварцевого предохранителя типа ПКТ (кривая 1 на рис. 1-17, а) наиболее мощного трансформатора, подключенного к этой линии, с целью обеспечения селективности действий между защитой линии (2) и плавкими предохранителями трансформатора (1) при повреждении этого трансформатора. Выбор тока срабатывания защиты линии по условиям (1-1) — (1-4) производится так же, как в примере (1-1).

Решение. Вначале рассмотрим вариант с трансформатором мощностью 160 кВ · А, затем — мощностью 250 кВ · А. Из табл. 1-7 находим номинальные токи плавких предохранителей (и их заменяемых элементов), которые соответственно равны 20 и 40 А. В последнем случае допустимо установить предохранители с номинальным током 31,5 А, но при этом будут худшие условия селективности с предохранителем ПН-2 на стороне 0,4 кВ этого трансформатора [19]. По типовым времятоковым характеристикам предохранителей

типа ПКТ-10 (см. приложение) определяются значения токов, при которых время плавления $t_{пл} = 5$ с: 80 и 150 А для ПКТ-10-20 и ПКТ-10-40 соответственно. В первом случае ток срабатывания максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ должен быть не менее чем $I_{с.з} \geq 1,4 I_{пл} = 1,4 \cdot 80 = 112$ А, во втором — $I_{с.з} \geq 1,4 \cdot 150 = 210$ А. С учетом имеющихся уставок на реле РТВ-1, принимая, например, $n_T = 100/5$, эти токи срабатывания придется округлить до 120 и 200 А соответственно. Следовательно, для обеспечения требуемого коэффициента чувствительности защиты линии $K_{ч.осл}^{(1,2)} = 1,5$ [1] ток через защиту, выполненную по схеме неполной звезды (рис. 1-15, б), при двухфазном к. з. в конце защищаемой зоны должен быть не менее 180 и 300 А соответственно. Выбранные токи срабатывания могут обеспечить и дальнейшее резервирование, т. е. при двухфазных к. з. за трансформаторами 160 и 250 кВ·А соответственно

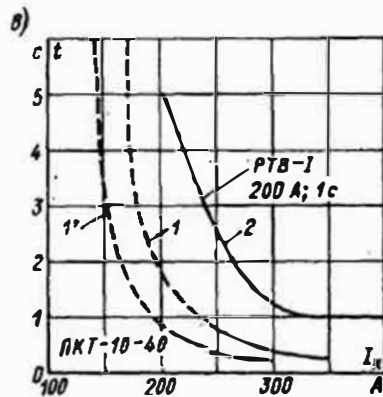
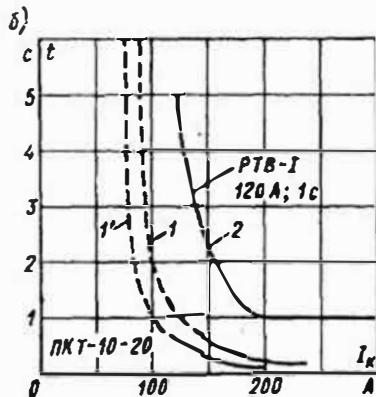
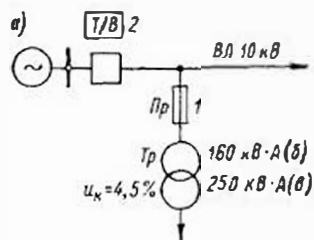


Рис. 1-17. Схема сети (а) и карта селективности (б и в) к примеру 1-2

для защит с $I_{с.з} = 120$ А и $I_{с.з} = 200$ А наибольшие значения коэффициентов чувствительности составляют 1,48 и 1,38 (при расчете токов к. з. учитывалось только сопротивление трансформатора; при учете сопротивлений питающей энергосистемы и участка линии 10 кВ до места подключения трансформатора значения коэффициентов чувствительности могут оказаться менее требуемого 1,2, но это допускается «Правилами» [1]).

На рис. 1-17, б и в построены времятоковые характеристики предохранителей ПКТ с $I_{ном}$, равным 20 и 40 А: типовые (кривые 1') и предельные, смещенные на 20 % вправо (кривые 1). Построение проведено так же, как в примере 1-1. Характеристики 2 времени срабатывания линейной защиты с реле типа РТВ-1 с токами срабатывания 120 и 200 А соответственно подобраны таким образом, чтобы

обеспечить степень селективности Δt между характеристиками 1 и 2 не менее 0,5 с во всем диапазоне ожидаемых токов к. з.

У времятоковых характеристик предохранителей ПКТ-10 (см. приложение и рис. 1-17) имеется часть, показанная штриховой линией. При токах к. з., соответствующих этой части (от 3- до 6-кратного номинального тока предохранителя), гашение электрической дуги не гарантируется.

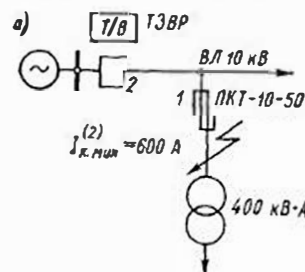


Рис. 1-18. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 1-3 выбора уставок новой защиты типа ТЗВР (2)

желательно, чтобы время срабатывания защиты линии было больше суммы времени плавления и времени гашения дуги в предохранителе во избежание излишних отключений линии при к. з. в трансформаторах. Однако для снижения времени срабатывания защит линий допускается и в этих случаях не учитывать время гашения дуги в предохранителе с учетом исправления излишнего срабатывания защиты устройством АПВ линии [7].

Пример 1-3. В примере рассчитывается ток срабатывания и строится зависящая от тока характеристика времени срабатывания новой полупроводниковой максимальной токовой защиты типа ТЗВР только по одному условию: согласованию с характеристикой кварцевого предохранителя типа ПК наиболее мощного трансформатора (400 кВ·А), подключенного к этой линии, с целью обеспечения селективности действий между максимальной токовой защитой ТЗВР (2) и плавкими предохранителями трансформатора (1) при повреждении в трансформаторе (рис. 1-18). Выбор тока срабатывания максимальной токовой защиты ТЗВР по условиям (1-1)–(1-4) производится так же, как в примере 1-1. Выбор тока срабатывания элемента токовой отсечки, имеющейся в комплекте защиты ТЗВР, в примере не рассматривается.

Отличия защиты ТЗВР от рассмотренных выше защит с реле типа РТВ, а также РТ-80, важные для выбора параметров срабатывания (уставок), заключаются в следующем:

защита ТЗВР реагирует на *разность* фазных токов; это обеспечивает повышение ее чувствительности при двухфазных к. з. в 1,15 раза по сравнению с защитами, реагирующими на фазные токи, но наряду с этим вызывает некоторые особенности в согласовании ее параметров срабатывания с характеристиками защит смежных элементов;

защита ТЗВР имеет зависящую от тока характеристику времени срабатывания в виде *прямой* линии (рис. 1-18, б), что вызывает ряд особенностей при ее согласовании с зависимыми характеристиками других реле и защит (РТВ, РТ-80, ЛТЗ), времятоковыми характеристиками плавких предохранителей, имеющими криволинейную форму

Крутизна наклона прямолинейной зависимой части характеристики измеряется тангенсом угла между этой частью характеристики и горизонтальной осью тока, т. е. отношением $\alpha = t_0 / I_0$, с/А. Крутизна наклона может изменяться от значения $\alpha = 0$ (защита с независимой от тока характеристикой времени срабатывания) до значений $\alpha = 10 / I_{с. м. макс.}$, где $I_{с. м. макс.}$ — максимальные уставки тока срабатывания защиты (вторичные) соответствующего диапазона, т. е. $\alpha_1 = 10/5 = 2$; $\alpha_2 = 10/10 = 1$; $\alpha_3 = 10/20 = 0,5$ и $\alpha_4 = 10/40 = 0,25$. Значения t_0 (рис. 1-18) регулируются плавно от 0,1 до 10 с.

Время срабатывания защиты в независимой части $t_{н.}$ регулируется в пределах от 0,1 до 4 с.

При расчете параметров срабатывания защиты ТЗВР, кроме выбора токов срабатывания максимальной токовой защиты $I_{с. з.}$ и отсечки (если последнее возможно), необходимо найти значения (уставки) t_0 , $t_{н.}$ и α , которые определяют положение характеристики срабатывания защиты (рис. 1-18).

Решение. На карте селективности (рис. 1-18) в осях ток—время (токи первичные, отнесены к напряжению 10 кВ) строится типовая времятоковая характеристика предохранителя ПКТ-10-50 (кривая 1') так же, как в примерах 1-1 и 1-2. Затем эта типовая за-

щитная характеристика смещается вправо на 40 %, т. е. при тех же значениях времени плавления $t_{пл.}$ значения ожидаемого тока к. з. увеличиваются в 1,4 раза. Это объясняется тем, что учитывается возможное 20 %-ное отклонение тока к. з. (ГОСТ 2213—74) и повышение в 1,15 раза чувствительность защиты ТЗВР к двухфазным к. з. по сравнению с предохранителями, реагирующими на ток к. з. в соответствующей фазе. Предельная защитная характеристика 1 предохранителя ПКТ-10-50 показана на рис. 1-18.

Для обеспечения селективности между защитой ТЗВР (2) и предохранителями (1) должна быть предусмотрена ступень селективности примерно 0,5 с между их характеристиками, желательно во всем диапазоне токов к. з., но по крайней мере при к. з. на выводах 10 кВ трансформатора [7]. Положение характеристики 2 защиты ТЗВР определяется точками А и Б (рис. 1-18).

Точка А имеет координаты $I_A = I_{с. з.}$; $t_A = t_{пл.} + \Delta t$. В данном примере $I_A = 320$ А, $t_A = 3,25 + 0,55 = 3,8$ с, где $t_{пл.}$ определяется по предельной характеристике 1 при токе срабатывания защиты 2. Время горения дуги не учитывается, поскольку линии 10 (6) кВ должны иметь устройство АПВ.

Координаты точки Б определяются минимальным значением тока двухфазного к. з. в месте установки предохранителя 1, умноженным на 1,15 (700 А) и временем срабатывания защиты $t_B = t_{пл.} + \Delta t = 0,3 + 0,5 = 0,8$ с, где $t_{пл.} = 0,3$ с определяется при том же токе к. з., равном 700 А, по предельной защитной характеристике 1 или при токе $700 / (1,2 \cdot 1,15) = 500$ А — по типовой защитной характеристике 1'.

В случаях, когда токи к. з. в месте установки предохранителей настолько велики, что $t_{пл.} \leq 0,1$ с, можно принять $t_{пл.} = 0,1$ с, а ток I_B определить по типовой времятоковой характеристике установленного предохранителя и затем умножить его на коэффициенты 1,2 и 1,15. Например, ток двухфазного к. з. равен 1500 А, предохранитель ПКТ-10 с $I_{ном} = 50$ А, кратность тока $1500/50 = 30$, при этом $t_{пл.} < 0,02$ с. Тогда определяем значение тока, соответствующего $t_{пл.} = 0,1$ с: 550 А (кратность примерно 10). Значения тока и времени, определяющих положение точки Б: $I_B = 550 \cdot 1,2 \cdot 1,15 = 760$ А и $t_B = 0,1 + (0,4 \div 0,5) = 0,5 \div 0,6$ с.

Когда $I_{с. з.}$ имеет такое значение, при котором время плавления предохранителя больше 5 с, следует принять $t_A \leq 5$ с, для того чтобы не вызывать излишнего увеличения времени срабатывания последующей защиты. Как уже указывалось, отсутствие селективности между защитой линии и предохранителями допускается при токах к. з., меньших, чем при к. з. в месте установки предохранителя, т. е. на стороне 10 (6) кВ трансформатора [7]. Во всех случаях $t_0 \leq 10$ с (рис. 1-18).

После построения зависимой части характеристики в виде прямой линии между точками А и Б определяется значение α как тангенса угла наклона этой прямой к горизонтальной оси или, что то же самое, как отношение отрезка $t_A - t_B$ к отрезку $I_B - I_A$, причем значения токов (первичных) должны быть разделены на коэффициент

трансформации трансформаторов тока. Примем $n_T = 200/5$ и тогда $\alpha = (3,8 - 0,8) 40 / (700 - 320) = 0,32$. Ток срабатывания защиты (вторичный) $I_{с.р} = 320/40 = 8$ А, диапазон регулировки от 5 до 10 А, для которого значения α могут быть от 0 до $\alpha = 10/10 = 1,0$, следовательно, полученное $\alpha = 0,32$ можно принять.

Характеристика AB продлевается до пересечения с осями координат в точках t_n и I_n , причем необходимо обеспечить, чтобы $t_n < 10$ с, а $I_n < 10 I_{с.з}$. Далее определяется значение времени срабатывания защиты в независимой части характеристики t_n по двум условиям.

а. По условию обеспечения линейности зависимой части характеристики, которая обеспечивается до тока I_0 , т. е. $t_n \geq t_n - 10 I_{с.з} \alpha$. В этом примере $t_n = 5,5$ с, $I_{с.з} = 320$ А, $\alpha = 0,32$, $n_T = 40$; $t_n = 5,5 - 10 \cdot 8 \cdot 0,32 = -20$ с. Если t_n получается с отрицательным знаком, можно принять любое значение $t_n \geq 0$, практически от 0,1 до 4 с.

б. По условию отстройки от бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных к линии. Если I_n больше, чем получается по выражению (1-12), то можно принять $t_n = 0,1 \div 0,2$ с. Если меньше, то $t_n \approx 0,5$ с. В этом примере примем суммарный номинальный ток трансформаторов 120 А. Бросок тока намагничивания может быть $(4 \div 5) 120 = 480 \div 600$ А, что меньше, чем $I_n = 790$ А (рис. 1-18), следовательно, принимается $t_n = 0,2$ с. Проводится горизонтальная прямая, соответствующая $t_n = 0,2$ с, и характеристика AB продлевается до пересечения с ней. Точка перехода зависимой части характеристики в независимую является только расчетной. Таким образом, все параметры, определяющие положение характеристики защиты ТЗВР, найдены: $I_{с.з} = 320$ А (уставка 8 А), $\alpha = 0,32$, $t_n = 0,2$ с, $I_n = 5,5$ с.

Подобным образом производится согласование характеристик защиты ТЗВР с зависимыми характеристиками предыдущих защит (пример 1-10).

Коэффициенты чувствительности защиты типа ТЗВР определяются по току трехфазного к. з. по выражению (1-5а).

Проверка трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность по условиям § 1-3 производится при токе перехода характеристики срабатывания в независимую часть, в данном примере при токе 750 А (рис. 1-18). Предельная кратность $k_{10} = 750/200 = 3,75$, чему соответствует $z_{н. доп} = 2,7$ Ом (рис. 1-13, б). Сопротивление устройства ТЗВР с блоком питания при номинальном токе не более 2,5 Ом, при двукратном токе 1,7 Ом, при четырехкратном около 1 Ом. Таким образом, погрешность трансформаторов тока не превышает 10 %.

Пример 1-4. Для условий примера 1-1 выбираются уставки для двухфазной двухрелейной схемы максимальной токовой защиты линии 10 кВ с реле типа РТ-85, каждое из которых при срабатывании дешунтирует электромагнит отключения ЭО, включенный в ту же фазу последовательно с катушкой реле (рис. 1-8).

Решение. 1. Результаты расчетов по условию (1-1) сохраняются.

2. Поскольку реле РТ-80 имеет более пологую характеристику, чем реле РТВ-1, можно предварительно принять ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 45$ А, полученный из условия (1-1) в примере 1-1. При $n_T = 30/5$ по выражению (1-6) определяется ток срабатывания реле: $I_{с.р} = 7,5$ А. С учетом ступенчатой регулировки реле РТ-85 принимаем $I_{с.р} = 8$ А, а ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 48$ А. Коэффициент чувствительности в основной зоне $k_{10}^{2,1} = 0,865 \times 144/48 = 2,6 > 1,5$ (до дешунтирования ЭО).

Характеристика срабатывания защиты с реле РТ-85 примерно такая же, как для реле РТВ-IV с $I_{с.з} = 50$ А (штрихпунктирная кривая 2 на рис. 1-16), но время срабатывания защиты в установившейся части можно принять меньшее, а именно: 0,5 с (вместо 0,7 с), поскольку такая уставка выполнима на реле РТ-85 и при этом времени обеспечивается селективность защиты с предохранителями ПКТ-10-16 (рис. 1-16).

3. Расчетная проверка трансформаторов тока производится в объеме § 1-3.

а. Расчетная проверка на 10 %-ную погрешность до дешунтирования ЭО. Определяется по выражению (1-15) предельная кратность при токе, соответствующем установившейся (независимой) части характеристики срабатывания реле РТ-80: $k_{10} = 1,1 \cdot 5 \cdot 48/30 = 8,8$. Кривой предельных кратностей для обмотки класса Р трансформатора тока ТПЛ-10 (рис. 1-13, а) допустимое значение сопротивления нагрузки $z_{н. доп} = 1$ Ом (рис. 1-13, а).

Рассчитывается наибольшая фактическая нагрузка трансформатора тока. Для двухфазной двухрелейной схемы (неполная звезда) из табл. 1-5: $z_{н. расч} = 2 r_{пр} + z_p + r_{пер} = 2 \cdot 0,06 + 0,16 + 0,1 = 0,38$ Ом < 1 Ом, где $r_{пр} = 0,06$ Ом (из примера 1-1); $z_p = 10/S^2$ [см. выражение (1-23)], где $S = 10$ В·А — мощность, потребляемая реле типа РТ-80 при токе, равном току уставки [12]. Полная погрешность трансформаторов тока до дешунтирования ЭО $\epsilon < 10$ %, что обеспечивает точную работу реле РТ-85 (его индукционного элемента, определяющего зависимую характеристику срабатывания реле) [14].

б. Расчетная проверка трансформаторов тока после дешунтирования ЭО. Значение $z_{н. расч}$ возрастает на $z_{ЭО} = S/I^2 = 58/5^2 = 2,3$ Ом, где $S = 58$ В·А — мощность, потребляемая ЭО типа ЭТМ в приводе ПП-67 при токе срабатывания 5 А. Расчетным током является ток срабатывания электромагнитного элемента реле РТ-85 (отсечки), который в данном примере равен току срабатывания реле в начале независимой части характеристики, примерно $5 I_{с.з} = 5 \cdot 48 = 240$ А. Тогда $k_{10} = 1,1 \cdot 240/30 = 8,8$, $z_{н. доп} = 1$ Ом (рис. 1-13, а), $z_{н. расч} = 0,38 + 2,3 = 2,68$ Ом > 1 Ом и $\epsilon > 10$ %.

Для проверки чувствительности защиты по условию (1-7) определяется значение действительной токовой погрешности f при кратности тока к. з., обеспечивающей надежное срабатывание электромагнитного элемента реле РТ-85 максимальной токовой защиты: $k_{макс} = 1,5 \cdot 240/30 = 12$. При $z_{н. расч} = 2,68$ Ом значение $k_{10 доп} = 3,7$ (рис. 1-13, а). Коэффициент $A = 12/3,7 = 3,2$, а $f = 60$ %

(рис. 1-14). Однако с учетом низкого коэффициента возврата электромагнитного элемента реле РТ-85 (0,3—0,4) чувствительность защиты после дешунтирования ЭО не снижается и, следовательно, возврата реле не произойдет:

$$k_{ч.з} = 0,865 \cdot 144 (1 - 0,6) / (0,4 \cdot 48) = 2,6 > 1,5.$$

При расчетном токе срабатывания ЭО 5 А значение $k_{10} = 1,2 \div \div 1,4$ (§ 1-3), $z_{н. доп} = 7 \text{ Ом} > z_{н. расч} = 2,68 \text{ Ом}$, следовательно, $\epsilon < 10 \%$ и специальной проверки чувствительности ЭО по условию (1-8) не требуется. При токах к. з., больших, чем расчетный, чувствительность ЭО также будет обеспечена, несмотря на увеличение погрешности трансформаторов тока. При токе к. з. в конце основной зоны 144 А коэффициент чувствительности ЭО без учета погрешности трансформаторов тока ($\epsilon < 10 \%$) $k_{ч.ЭО} = 0,865 \cdot 144 / (6 \cdot 5) = 4,1 > > 1,8$ [1].

в. Расчетная проверка работы реле РТ-85 при максимальном токе к. з. в начале защищаемого участка (640 А — рис. 1-15, а). Из работы [14] известно, что максимально допустимая погрешность трансформаторов тока $f_{доп} = 50 \%$ (табл. 1-3) обусловлена опасностью увеличения времени срабатывания индукционных реле тока при несинусоидальной форме кривой тока в течение к. з. по сравнению с временем срабатывания при синусоидальном токе. Поэтому при определении погрешности трансформаторов тока при максимальном токе к. з. с помощью выражения (1-18а) значение $k_{10, доп}$ определяется для сопротивления нагрузки до дешунтирования ЭО (в данном примере 0,38 Ом). По кривой предельных кратностей для обмотки класса Р трансформатора тока типа ТПЛ (рис. 1-13, а) значению $z_{н. расч} = 0,38 \text{ Ом}$ соответствует $k_{10, доп} = 16$. Значение $k_{макс} = 640/30 = 21,3$ ($n_T = 30/5$). По выражению (1-18а) значение $A = 21,3/16 = 1,33$, чему соответствует значение погрешности $f_{расч}$ не более 20 %, т. е. меньше $f_{доп} = 50 \%$ (табл. 1-3).

г. Расчет максимального значения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока производится по выражению (1-19) для режима после дешунтирования ЭО ($z_{н. расч} = = 2,68 \text{ Ом}$) при $k_{макс} = 640/30 = 21,3$:

$$U_{2, макс} = 1,41 \cdot 21,3 \cdot 5 \cdot 2,68 = 400 \text{ В} < 1400 \text{ В}.$$

4. Проверяется допустимость использования реле типа РТ-85 по условию (1-9), для чего определяется максимальное значение тока в реле при к. з. в месте установки защиты: $I_{2к. макс} = 640/6 = = 106 \text{ А}$, где $I_{к. макс} = 640 \text{ А}$ и $n_T = 30/5$ из рис. 1-15, а. Полученное максимальное значение тока меньше допустимого (150 А), и, следовательно, схема с реле РТ-85 может быть использована.

Пример 1-5. Для условий примера 1-1 выбираются уставки максимальной защиты, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме (рис. 1-19) с реле тока типа РТ-40, реле времени типа РВМ-12 и промежуточными реле типа РП-341 на переменном оперативном токе (схема с дешунтированием электромагнитов отключения).

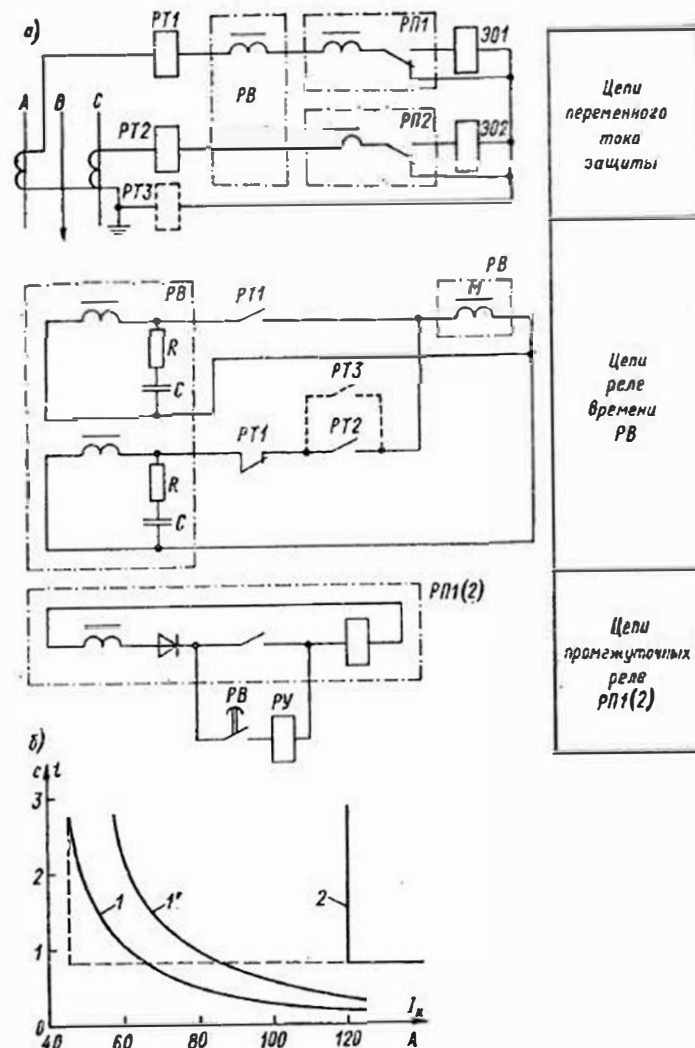


Рис. 1-19. Схема максимальной токовой защиты с независимой характеристикой на переменном оперативном токе (а) и карта селективности (б) к примеру 1-5

РТ1—РТ3 — максимальные реле тока типа РТ-40; РВ — реле времени (токовое) типа РВМ-12 (РВМ-13); РП1—РП2 — реле промежуточные (дешунтирующие) типа РП-341 [12]; ЭО1, ЭО2 — электромагниты отключения выключателя; РУ — реле указательное

Решение. Токи срабатывания защиты и реле определяются так же, как в примере 1-1. По условию (1-1) минимальный ток срабатывания защиты $I_{с.з} = 45$ А, а ток срабатывания реле $I_{с.р} = 7,5$ А (может быть установлен на реле РТ-40/10, имеющих плавную регулировку тока срабатывания 2,5—5 А и 5—10 А).

1. Чувствительность защиты при к. з. в основной зоне и в зоне резервирования выше, чем в примере 1-4. В схеме защиты (рис. 1-19) реле РП-341 после срабатывания самоудерживаются своими контактами РП1 и РП2. В связи с этим проверка чувствительности измерительных органов защиты (реле РТ-40) и реле времени (РВМ-12 с током срабатывания 2,5 А или 5 А [12]) достаточно произвести для режима до дешунтирования ЭО, поскольку после дешунтирования ЭО возврат реле РТ1 (РТ2) уже не может вызвать возврат реле РП-341 и отказ функционирования защиты.

Для реле РП-341 должна быть произведена расчетная проверка чувствительности с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО по условию (1-7). Однако учитываемая относительно низкий коэффициент возврата этих реле (0,3—0,4), коэффициент чувствительности после дешунтирования, как правило, не снижается.

Проверка чувствительности ЭО производится по условию (1-8) так же, как в примере 1-4.

2. Проверка трансформаторов тока для схемы рис. 1-19 на 10 %-ную погрешность производится при $I_{расч} = 1,1 I_{с.з}$ (§ 1-3): $k_{10} = 1,1 \cdot 45/30 = 1,65$. Значение $z_{н. доп} = 5,5$ Ом (рис. 1-13, а). Расчетное сопротивление (на фазу) $z_{н. расч}$ представляет собой сумму сопротивлений проводов и обмоток реле тока РТ1 (РТ2), времени РВ1 (РВ2), промежуточного реле РП1 (РП2), а после дешунтирования ЭО и сопротивления ЭО (2,3 Ом из примера 1-4). По выражению (1-23) сопротивление реле РТ-40/10 — $z_p = 0,5/7,5^2 = 0,01$ Ом, РВМ-12 и РП-341 — $z_{РВМ} = z_{РП} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом [12]. По табл. 1-5 при двухфазном к. з. на линии $z_{н. расч} = 2 \times \times 0,06 + 0,01 + 0,2 + 0,1 + 2,3 = 2,73$ Ом, что меньше допустимого значения 5,5 Ом. Следовательно, и до и после дешунтирования ЭО $\epsilon < 10$ %. Коэффициент чувствительности для реле РП-341 и РВМ-12 при $I_{с.р} = 5$ А может определяться без учета погрешности трансформаторов тока: $k_{10}^{(2)} = 0,865 \cdot 144/(6 \cdot 5) = 4,1 > 1,5$.

3. Проверка надежности работы контактов реле РТ-40 по условию $f_{расч} \leq 50$ % (табл. 1-3) производится при $k_{макс} = 640/30 = 21,3$ (пример 1-4). Допустимая кратность $k_{10 доп} = 15$ (при $z_{н. расч} = 0,43$ Ом — рис. 1-13, а). Коэффициент $A = 21,3/15 = 1,4$, чему соответствует $f_{расч}$, не превышающая 20 %.

4. Расчет по условию (1-19) выполняется так же как, в примере 1-4, но при $z_{н. расч} = 2,73$ Ом, в результате $U_{2макс} = 413$ В.

5. Проверяется допустимость использования реле РП-341 по условию (1-9): $I_{2н. макс} = 640/6 = 106$ А, что меньше допустимого значения 150 А [12].

Таким образом, схема рис. 1-19 может быть применена. Практически для защиты линий 10 (6) кВ такие схемы используются редк

из-за сложности и большого количества реле. Однако аналогичные защиты с независимой характеристикой (реле РТ-40 и РВ) достаточно часто устанавливаются на подстанциях с постоянным оперативным током. При этом возникают трудности согласования их независимой характеристики с зависимой времятоковой характеристикой плавких предохранителей (п. 6).

6. Выбирается время срабатывания защиты линии и производится согласование ее характеристики с характеристикой предохранителя самого мощного трансформатора (100 кВ·А в данном примере). На рис. 1-19, б показана расчетная (предельная) времятоковая характеристика выхлопного предохранителя ПВТ-10-16 (ПСН-10) из рис. 1-16 (кривая I). Подбирается независимая характеристика защиты 2 линии 10 кВ таким образом, чтобы при ее токе срабатывания (45 А) обеспечивалась ступень селективности по отношению к характеристике I не менее 0,5 с. С другой стороны, время срабатывания защиты 2 не может быть в данном случае выбрано большим, чем $t_{с.з} = t_{с.з. тр} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7$ с, так как на питающем трансформаторе по условию примера 1-1 (рис. 1-15, а) защита с зависимой характеристикой имеет время срабатывания 1,4 с.

Из рис. 1-19, б видно, что для соблюдения этих условий ток срабатывания максимальной токовой защиты линии следует принять равным по крайней мере 120 А, но это непринемлемо по условию чувствительности, так как ток при трехфазном к. з. в конце защищаемой линии равен 144 А (рис. 1-15, а). В случае установки на этом же трансформаторе 100 кВ·А кварцевых предохранителей ПКТ-10-16 (предельная защитная характеристика I' на рис. 1-19, б) необходимо при тех же условиях выбрать еще больший ток срабатывания, так как у кварцевых предохранителей ПК более пологая защитная характеристика, чем у выхлопных ПВ (ПСН). В данном примере потребовалось бы выбрать $I_{с.з} \geq 140$ А, что недопустимо по условию обеспечения чувствительности этой защиты.

Пример 1-6. Рассчитываются рабочие уставки защиты линии 10 кВ, питающей трансформатор мощностью 1 МВ·А на подстанции крупного сельскохозяйственного предприятия с устройством АВР на стороне 0,4 кВ (рис. 1-20, а). Защита выполняется по схеме с двумя реле РТМ (токовая отсечка) и тремя реле РТВ (максимальная токовая защита), причем третье реле РТВ (5 на рис. 1-20, б) устанавливается для повышения чувствительности защиты к двухфазным к. з. за трансформатором со схемой соединения обмоток $\Delta/\nabla-11$ [1, 3]. Трансформаторы тока типа ТПЛ-10, $n_T = 100/5$. Коэффициент самозапуска нагрузки задан 1,5.

Решение. 1. Ток срабатывания максимальной токовой защиты блока линия — трансформатор выбирается по условию (1-1) с учетом возможности длительной работы трансформатора с перегрузкой после срабатывания устройства АВР на стороне 0,4 кВ: $I_{с.з} = 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1,3 I_{ном. тр}/0,7 = 3,6 \cdot 58 = 210$ А. Принимается ток срабатывания реле (уставка) 10 А (РТВ-1) и ток срабатывания защиты 200 А.

2. Ток срабатывания отсечки по условию (1-11) $I_{с.о} = 1,6 \times \times 630 = 1008$ А. Принимается ток срабатывания реле 50 А (РТМ-111) и ток срабатывания отсечки 1000 А.

3. Время срабатывания максимальной токовой защиты около 1 с в установившейся части характеристики для обеспечения селективности с автоматическими выключателями (автоматами) на стороне 0,4 кВ.

4. Производится проверка на 10 %-ную погрешность трансформаторов тока класса Р при токе срабатывания отсечки в следующем

большин токах принимаем $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом. По данным [21] сопротивление реле РТВ с $I_{с.р} = 10$ А равно при токе 20 А примерно 0,95 Ом, при 25 А — 0,9 Ом, при 30 А — 0,8 Ом.

Суммарное значение $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,9 + 0,05 = 2,06$ Ом, что больше, чем $z_{н.доп} = 0,8$ Ом, и, следовательно, погрешность трансформаторов тока $f > 10$ %.

5. Определяется чувствительность отсечки с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока по выражению, аналогичному (1-8). Погрешности трансформаторов тока f определяется при максимальном токе к. з. $I_{к.макс} = k_{ч} I_{с.о}$. При $k_{ч} = 2$ для токовой отсечки трансформаторов [1] $I_{к.макс} = 2 \cdot 1000 = 2000$ А, максимальная кратность тока к. з. $k_{макс} = 2000/100 = 20$. Допустимое значение предельной кратности $k_{доп} = 5$ при $z_{н.расч} = 2,06$ Ом (рис. 1-13, а). Коэффициент $A = 20/5 = 4$, а $f = 63$ % (рис. 1-14). При токе двухфазного к. з. на выводах защищаемого трансформатора, равном 2200 А, коэффициент чувствительности для токовой отсечки $k_{ч} = 2200(1 - 0,63)/1000 = 0,8$, т. е. отсечка не сможет сработать из-за большой погрешности трансформаторов тока.

6. Для повышения чувствительности токовой отсечки необходимо обеспечить работу трансформаторов тока с меньшей погрешностью, лучше всего менее 10 %. Это может быть достигнуто путем установки более мощных трансформаторов тока или путем замены реле прямого действия на реле косвенного действия РТ-85 или РТ-40 (примеры 2-1 и 2-2). Как один из вариантов может быть рассмотрена возможность использования отдельного включения реле токовой отсечки РТМ вместе с измерительными приборами на обмотку класса 0,5, а реле РТВ — на обмотку класса Р одних и тех же трансформаторов тока.

Проверяются на 10 %-ную погрешность трансформаторы тока класса 0,5 при токе срабатывания отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 1000/100 = 11$; $z_{н.доп} = 0,35$ Ом (рис. 1-13, а); $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{н.н} + r_{нер} = 0,1 + 0,11 + 0,07 + 0,05 = 0,33$ Ом, где $z_{н.н}$ — сумма сопротивлений амперметра (0,03 Ом) и двух счетчиков (по 0,02 Ом). Таким образом, $z_{н.расч}$ меньше, чем $z_{н.доп}$, $f < 10$ % и коэффициент чувствительности отсечки будет больше 2, что соответствует «Правилам» [1].

Сопротивление нагрузки на эти же трансформаторы тока в нормальном симметричном режиме рассчитывается с учетом того, что якорь реле РТМ находится в нижнем положении и сопротивление реле равно 0,057 Ом. Суммарное сопротивление нагрузки определяется по табл. 1-5: $z_{н.расч} \approx 2r_{пр} + z_{РТМ} + z_{н.н} + r_{нер} = 0,1 + 0,057 + 0,07 + 0,05 = 0,28$ Ом, что меньше, чем допускается для этих трансформаторов тока из условия работы с нормируемой погрешностью: $z_{ном} = 0,4$ Ом [14]. Следовательно, включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5 может быть допущено, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии.

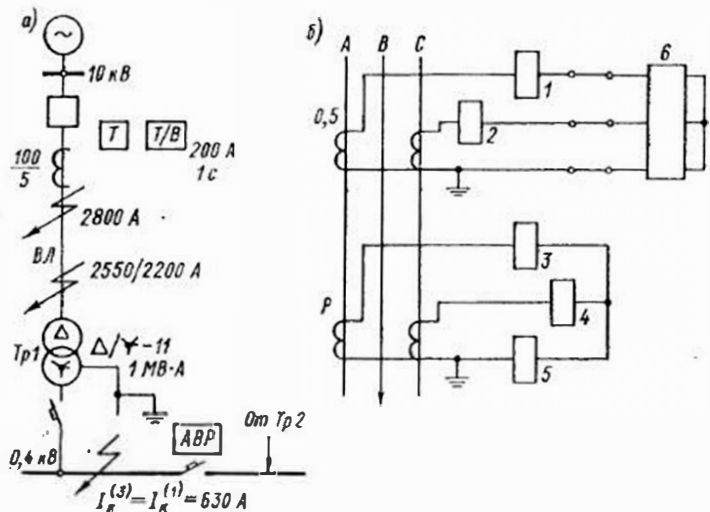


Рис. 1-20. Расчетная схема (а) и схема включения (б) токовых реле прямого действия 1—5 и измерительных приборов 6 к примеру 1-6
1, 2 — реле РТМ; 3—5 — реле РТВ

порядке. Определяется по выражению (1-15) предельная кратность, $k_{10} = 1,1 I_{с.о}/I_{ном.тр} = 1,1 \cdot 1000/100 = 11$. По кривой предельных кратностей (рис. 1-13, а) определяется допустимое значение сопротивления нагрузки $z_{н.доп} = 0,8$ Ом, при котором полная погрешность $\epsilon = 10$ %, а токовая погрешность f несколько меньше 10 %.

Рассчитывается фактическое сопротивление нагрузки по табл. 1-5: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{нер}$. Примем $r_{пр} = 0,05$ Ом, $r_{нер} = 0,05 \div 0,1$ Ом. Сопротивление реле РТМ при уставке 50 А равно $z_{РТМ} = 0,8$ S/I_{с.р}² = 0,8 · 345/50² = 0,11 Ом; S — потребляемая мощность при втянутом якоре реле и токе срабатывания, В·А; коэффициент 0,8 учитывает, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит несколько раньше, чем якорь реле полностью втянется и дойдет до упора и сопротивление реле станет равным значению, указанному в заводском каталоге для втянутого положения якоря [14]. Сопротивление реле РТВ при токе срабатывания 10 А (привод ПП-67) $z_{РТВ} = 113/10^2 = 1,13$ Ом. С учетом снижения сопротивления реле при

Для класса Р проверка на 10 %-ную погрешность производится при токе перехода характеристики срабатывания реле РТВ-1 в независимую часть по формуле (1-15): $k_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 200/100 = 3,5$. Допустимое значение сопротивления нагрузки при этом равно 3 Ом. Рассчитывается наибольшее сопротивление нагрузки на трансформаторы тока при двухфазном к. з. за трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/∇ -11 по табл. 1-5 для *трехрелейной* схемы максимальной токовой защиты с реле РТВ-1: $z_{н. расч} = 3r_{тр} + 3z_{РТВ} + r_{пер} = 0,15 + 3 \cdot 0,9 + 0,1 = 2,95$ Ом, что примерно равно допустимому значению сопротивления нагрузки (3 Ом), при котором полная погрешность трансформаторов тока $\epsilon = 10\%$, а токовая погрешность несколько меньше 10 %.

7. Проверяется чувствительность максимальной токовой защиты и отсечки без учета ее снижения из-за погрешности трансформаторов тока, т. е. по выражению (1-5а). Для защиты при трехфазном и двухфазном к. з. за трансформатором: $k_q = 630/200 = 3,15 > 1,5$, при однофазном к. з. — в 1,73 раза меньше (пример 2-2), но больше, чем требуется ($1,8 > 1,5$). Для отсечки при двухфазном к. з. на выводах 10 кВ трансформатора $k_q = 2200/1000 = 2,2 > 2$ [1].

8. Расчетная проверка трансформаторов тока по условию (1-19) производится так же, как в примере 1-1.

9. Трехрелейная схема максимальной токовой защиты блока линия — трансформатор Δ/∇ -11 может быть выполнена и на реле РТ-85. При этом в приводе выключателя могут оказаться лишь два ЭО. Для выполнения схемы требуется произвести ремонт в дополнительном реле типа РТ-85, катушка которого включается в обратный провод схемы неполной звезды. Замыкающий контакт этого реле включается параллельно с аналогичным замыкающим контактом реле РТ-85 фазы А (или С), а размыкающий контакт включается последовательно с аналогичным контактом реле фазы А (или С). Таким образом, оба реле при срабатывании вместе или по отдельности производят дешунтирование одного и того же ЭО.

Коэффициент чувствительности для защиты, выполненной по такой схеме, в режиме после дешунтирования ЭО определяется по выражению (1-7), в котором минимальное значение тока $I_{р. мин}$ принимается равным вторичному току при трехфазном к. з. за трансформатором со схемой соединения обмоток Δ/∇ -11. Коэффициент чувствительности для ЭО определяется по выражению (1-8), в котором значение тока $I_{р. мин}$ принимается равным *половине* тока трехфазного к. з. за этим же трансформатором.

Для условий примера (рис. 1-20) без учета погрешности трансформаторов тока чувствительность защиты определяется следующим образом: $I_{р. мин} = 630/20 = 31,5$ А; $I_{с. р} = 200/20 = 10$ А; $k_q = 3,15 > 1,5$. Для ЭО: $k_q = 0,5 \cdot 31,5/5 = 3,15 > 1,8$.

Погрешность трансформаторов тока после дешунтирования ЭО определяется так же, как в примере 1-4, но при $z_{н. расч} = 3r_{тр} + 3z_p + z_{ЭО} + r_{пер}$ для случая к. з. за трансформатором Δ/∇ -11 (табл. 1-5). Максимальная кратность тока $k_{макс} = 1,5 \cdot 5 \cdot 200/100 = 15$. При $z_{н. расч} = 0,18 + 0,3 + 2,3 + 0,1 = 2,88$ Ом, где $z_p =$

$= 10/10^2 = 0,1$ Ом, а остальные данные — из примера 1-4. Допустимая предельная кратность $k_{10, доп} = 3,6$ (рис. 1-13, а). Коэффициент $A = 15/3,6 = 4,1$, а $f = 65\%$. С учетом коэффициента возврата реле РТ-85 после срабатывания, равного 0,3—0,4, значение коэффициента чувствительности реле защиты после дешунтирования по выражению (1-7) остается таким же, как и до дешунтирования. Для ЭО чувствительность определяется так же, как в примере 1-4.

Проверка точности работы реле РТ-85 ($f_{расч} < 50\%$ при к. з. в месте установки защиты) и надежности работы контактов реле

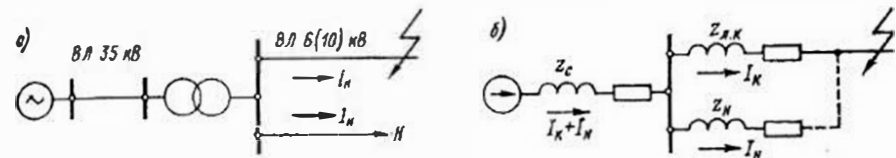


Рис. 1.21. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для определения тока к. з. ВЛ 6 и 10 кВ с учетом тока нагрузки неповрежденных линий

($I_{211} \leq 150$ А) производится так же, как в примере 1-4. При $I_{н. макс} = 2800$ А (рис. 1-20) $k_{макс} = 28$. При $z_{н. расч} = 0,58$ Ом (до дешунтирования ЭО) $k_{10, доп} = 14$. Коэффициент $A = 28/14 = 2$, а $f \approx 40\%$, что менее 50 % [14].

Рассмотренные примеры показывают преимущества максимальных токовых защит с обратной зависимой от тока характеристикой времени срабатывания по сравнению с защитами, имеющими не зависящую от тока характеристику. Видны и трудности, возникающие при выборе уставок зависимых защит для линий 10 (6) кВ, обусловленные, главным образом, неточностью работы электромеханических реле РТВ и необходимостью в связи с этим выбора больших ступеней селективности (0,7—1 с), невозможностью выполнения на реле РТВ уставок по времени менее 0,7 с, а также неточностью работы плавких предохранителей, защищающих трансформаторы 10 (6)/0,4 кВ. Большинство этих трудностей может быть преодолено с помощью новых полупроводниковых устройств защиты, выполняемых с обратной зависимыми от тока характеристиками, подобными характеристикам электромеханических реле РТВ, но обладающих значительно большей точностью при срабатывании и более широкими пределами уставок по времени и по току. Наряду с этим в ряде энергосистем производится частичная реконструкция реле РТВ, повышающая их точность работы по времени.

На значение тока к. з. в сельских сетях, а следовательно, и на чувствительность максимальной защиты значительное влияние при некоторых условиях может оказать нагрузка. Как уже говорилось в § 1-1, при удаленных к. з. на одной из отходящих линий на шинах питающей подстанции может сохраняться остаточное напряжение, близкое к нормальному. В этих условиях по неповрежденным линиям будет проходить рабочий ток, примерно равный нормальному. Чем больше рабочий ток неповрежденных линий, тем меньше ток к. з. через защиту поврежденной линии (рис. 1-21).

Ток к. з. поврежденной линии с учетом так называемого отсоса тока

$$I_k^{(3)} = U_{\text{ср}} / \left[\sqrt{3} \left(z_c + z_{\text{л. н}} + \frac{z_c z_{\text{л. н}}}{z_{\text{нагр}}} \right) \right], \quad (1-27)$$

где $U_{\text{ср}}$ — среднее междуфазное напряжение сети; z_c — сопротивление питающей системы до шин 6 (10) кВ подстанции, приведенное к напряжению линии, Ом; $z_{\text{л. н}}$ — сопротивление линии до точки к. з., Ом; $z_{\text{нагр}}$ — сопротивление нагрузки подстанции, Ом.

Сопротивление нагрузки подстанции определяется для условий, в которых влияние нагрузки будет наибольшим, т. е. при остаточном напряжении на шинах, равном номинальному:

$$z_{\text{нагр}} = U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}, \quad (1-28)$$

где $S_{\text{ном}}$ — мощность нагрузки, В·А.

Поскольку для воздушных линий 6, 10 и 35 кВ величины $\varphi_{\text{л}}$ близки к $\varphi_{\text{раб}}$, расчет ведется по модулям сопротивлений, что создает некоторый расчетный запас. Из выражения (1-27) видно, что при $z_c = 0$ нагрузка не влияет на значение тока к. з. поврежденной линии. Поэтому для линий 6 и 10 кВ, питающихся от подстанции с высшим напряжением 110 и 220 кВ, расчет токов к. з. с учетом нагрузки не производится.

Для длинных линий 6 и 10 кВ, питающихся от трансформаторов 35/6 или 35/10 кВ мощностью более 1 МВ·А, рекомендуется определить коэффициент чувствительности максимальной защиты при минимальном токе к. з., подсчитанном по выражению (1-27).

Пример 1-7. Определяется коэффициент чувствительности максимальной защиты с $I_{\text{с. в}} = 100$ А, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме. Линия питается от подстанции с трансформатором 35/10 кВ, 4 МВ·А, который может работать с номинальной нагрузкой. Сопротивление системы (включая сопротивление трансформатора) до шин 10 кВ питающей подстанции $z_c = 5$ Ом. Сопротивление линии до наиболее удаленной точки к. з. $z_{\text{л. н}} = 28$ Ом.

Решение. 1. Определяется ток к. з. и коэффициент чувствительности защиты без учета нагрузки: $I_k^{(3)} = 10\,500 / \sqrt{3} (5 + 28) = 185$ А; $k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \times 185 / 100 = 1,6 > 1,5$ [1].

2. Определяется минимальный ток к. з. в этой же точке с учетом влияния нагрузки неповрежденных линий (рис. 1-21). Остаточное напряжение на шинах 10 кВ питающей подстанции 35/10 кВ при к. з. в наиболее удаленной точке $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_k^{(3)} z_{\text{л. н}} = \sqrt{3} \cdot 185 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 9$ кВ, или $U_{\text{ост}} = \frac{9}{10} 100 = 90\%$. Полагаем, что при таком высоком остаточном напряжении ток нагрузки неповрежденных линий остается неизменным и равным примерно номинальному току питающего трансформатора (4 МВ·А). Тогда по выражению (1-28): $z_{\text{нагр}} = 10\,500^2 / 4\,000\,000 = 27,5$ Ом. Ток короткого замыкания по выражению (1-27)

$$I_k^{(3)} = 10\,500 / \left[\sqrt{3} \left(5 + 28 + \frac{5 \cdot 28}{27,5} \right) \right] = 160 \text{ А;}$$

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \cdot 160 / 100 = 1,4 < 1,5,$$

т. е. защита оказывается недостаточно чувствительной.

3. Способы повышения чувствительности максимальной токовой защиты ВЛ 6 и 10 кВ

Повышение чувствительности максимальных токовых защит линий может достигаться одним или несколькими способами.

а. Применение двухрелейной схемы с включением реле на фазные токи (неполная звезда) вместо схемы с одним реле, включенным

на разность токов двух фаз, что увеличивает чувствительность защиты в 1,73 раза.

б. Применение защиты, реагирующей на разность фазных токов (типа ТЗВР, пример 1-3), что увеличивает чувствительность защиты в 1,15 раза по сравнению с защитой п. «а».

в. Увеличение коэффициента возврата реле ($k_{\text{в}}$), входящего в выражение (1-1). У электромеханических реле с помощью регулировки можно добиться увеличения $k_{\text{в}}$ до значений 0,8—0,85 [10]. У полупроводниковых реле тока значение $k_{\text{в}} \approx 1$. Для этих же реле и защиты можно принимать $k_{\text{в}} \approx 1,1$.

г. Уменьшение расчетного значения максимального рабочего тока в выражении (1-1) за счет учета неполной загрузки трансформаторов, подключенных к защищаемой линии. Принятое значение $I_{\text{раб. макс}}$ должно быть оговорено в задании на наладку защиты и в инструкции для оперативного персонала с целью предотвращения увеличения нагрузки. Однако уставки релейной защиты не должны ограничивать возможности полного использования первичного электрооборудования.

д. Применение более пологой обратно зависимой от тока характеристики времени срабатывания защиты, что позволяет обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями питаемых трансформаторов во всем диапазоне токов к. з. без увеличения тока срабатывания защиты линии (пример 1-1).

е. Допущение неполной селективности между защитой линии и плавкими предохранителями 10 (6) кВ питаемых трансформаторов при малых токах к. з. (повреждения в трансформаторе). При невозможности обеспечить селективность между защитой линии и плавкими предохранителями трансформаторов во всем диапазоне токов к. з., необходимо обеспечивать селективность, по крайней мере, для случая к. з. на стороне 10 (6) кВ любого из трансформаторов, подключенных к линии [7]. При этом полное время действия предохранителя (время плавления плавкого элемента плюс время горения дуги) должно быть меньше времени действия защиты. Разрешается для ускорения действия защиты линии, на которой имеется устройство АГВ, не учитывать время горения дуги в предохранителе, поскольку дуга погаснет во время бестоковой паузы перед АГВ. Сказанное иллюстрируется рис. 1-22. Степень селективности $\Delta t = 0,5 \div 0,7$ с должна обеспечиваться при минимально возможном значении тока двухфазного к. з. в точке К1, т. е. на стороне 10 (6) кВ трансформатора. Если характеристика I плавкого предохранителя является типовой (см. приложение), необходимо определять значение времени плавления при расчетном токе $I_k^{(2)} / 1,2$, где коэффициент 1,2 учитывает возможную неточность работы предохранителя (пример 1-1). Если не учитывать время горения дуги в предохранителе, то время срабатывания защиты линии при расчетном токе должно быть $t_{\text{с. з}} = t_{\text{п. в}} + \Delta t$. При такой настройке к. з. на стороне 10 (6) кВ трансформатора (точка К1 на рис. 1-22) будут отключаться плавкими предохранителями, но повреждения в трансформаторе и на его выводах низшего напряжения (точка К2) в зависимости от значения то-

ка к. з. могут вызывать одновременное срабатывание предохранителей 1 и защиты 2 ВЛ 10 кВ (последнее исправляется действием устройства АПВ линии) или только защиты линии. Для уменьшения числа неселективных действий защиты линии рекомендуется согласовывать ее характеристику времени срабатывания с времятоковой характеристикой предохранителей на стороне низшего напряжения трансформаторов, а если они не предусмотрены, то с характеристикой плавких предохранителей наиболее мощных отходящих линий 0,4 кВ.

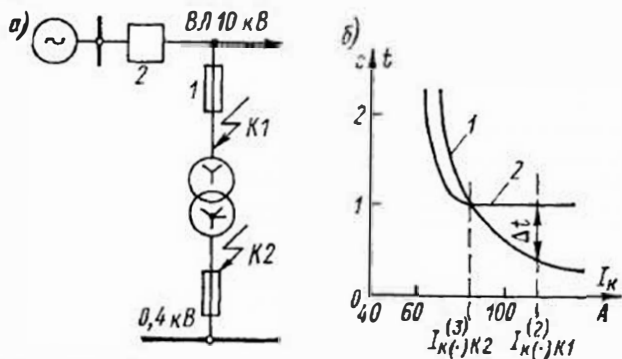


Рис. 1-22. Согласование характеристик максимальной защиты (2) и плавких предохранителей (1) только при двухфазном к. з. на выводах высшего напряжения трансформатора: а — схема сети; б — карта селективности (токи приведены к напряжению 10 кВ)

Следует иметь в виду, что при малых значениях тока к. з. плавкие предохранители в сетях 10 кВ и выше могут не отключить поврежденный трансформатор. Минимальное значение отключаемого тока можно определить по типовой характеристике соответствующего предохранителя: именно при этом токе штриховая часть характеристики переходит в сплошную (см. приложение). При токах к. з., меньших минимального значения отключаемого тока, повреждение в трансформаторе будет вызывать отключение питающей линии. Но если плавкий элемент предохранителей к этому моменту уже расплавился, то гашение дуги произойдет в бестоковую паузу перед АПВ, которое будет успешным.

ж. Установка на линии автоматических секционирующих аппаратов, обеспечивающих сокращение основной зоны защиты линии (см. далее).

з. Использование для защиты длинных разветвленных линий 10 кВ с автоматическим секционированием и резервированием с помощью сетевых АВР более совершенных защит, например дистанционных (см. далее).

4. Автоматическое секционирование линий 10 и 6 кВ

Установка секционирующего выключателя, оборудованного релейной защитой (одного или нескольких), позволяет сократить основную зону действия головной защиты линии и тем самым повы-

сить ее чувствительность. Для этой цели установка секционирующих выключателей намечается в тех точках линии, где еще обеспечивается $K_{\text{осн}}^{(3)} \geq 1,5$ для головной защиты (рис. 1-23). Кроме того, секционирование сокращает зону резервирования последующих защит (питающих трансформаторов или линий). Можно устанавливать несколько секционирующих выключателей на ответвлениях от основной линии (параллельное секционирование) или несколько выключателей, включенных последовательно (последовательное секционирование). В последнем случае установка двух и более выключателей нежелательна, так как это может привести к существенному увеличению времени срабатывания головной защиты линии.

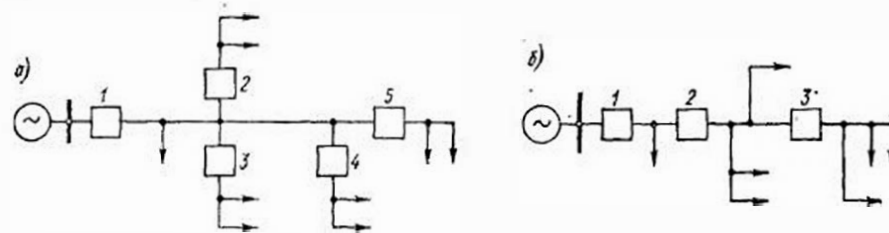


Рис. 1-23. Схема ВЛ 10 кВ с параллельным (а) и последовательным (б) секционированием

1 — головной выключатель; 2—5 — секционирующие выключатели

Секционирующие аппараты могут устанавливаться не только по условиям защиты линии от к. з., но и для уменьшения времени отыскания мест замыканий на землю, подготовки ремонтных схем и т. п.

Для автоматического секционирования ВЛ 10 (6) кВ применяются две группы выключателей: масляные выключатели специального исполнения с первичными реле прямого действия для установки на опорах линии (типы ВМН и ВС); масляные, вакуумные или другие выключатели, входящие в комплектные распределительные устройства наружной или внутренней установки (КРУН, КРУ, КСО, КРН, К-100 и др.).

Выключатели с первичными реле прямого действия типов ВМН, ВМНА и ВС из-за трудностей их обслуживания применяются сравнительно редко.

Для секционирования ВЛ 10 (6) кВ в основном применяются комплектные распределительные устройства (КРУ), представляющие собой металлический шкаф с выключателем, трансформаторами тока и напряжения, устройством релейной защиты и другим необходимым оборудованием. В комплектном устройстве можно установить практически любой нужный тип защиты: максимальную токовую защиту и отсечку, направленную токовую или дистанционную защиту, а также устройства автоматики (АПВ, АВР) и телемеханики. Комплектные устройства могут быть изготовлены для наружной установки (например, КРН-10, К-36, К-100) или для внутренней установки — в помещениях закрытых трансформаторных подстанций (например, КСО).

В комплектных устройствах, предназначенных для секционирования радиальных линий (с односторонним питанием) применяются простые одно- или двухступенчатые максимальные токовые защиты, такие же, как на головных участках линий (примеры 1-1 и 1-6). При секционировании линий в сетях с автоматическим резервированием в комплектных устройствах приходится применять более сложные устройства защиты и автоматикки, поскольку питание линий в этих сетях может осуществляться в рабочем режиме с одной стороны, а в резервном — с другой (см. далее).

б. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для радиальных ВЛ 6 и 10 кВ с автоматическим секционированием

Пример 1-8. Выбираются уставки защит радиальной линии ВЛ 10 кВ в сельскохозяйственном районе. Схема сети показана на рис. 1-24, где приведены необходимые исходные данные для расчета уставок: вычисленные значения токов трехфазных к. з., мощности силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, тип и уставки существующей защиты на стороне 10 кВ питающего трансформатора 35/10 кВ или 110/10 кВ, выполненной по двухфазной двухрелейной схеме (неполная звезда) с не зависимой от тока выдержкой времени, а также коэффициенты трансформации трансформаторов тока. На головном выключателе линии имеется максимальная токовая защита, выполненная также по двухфазной двухрелейной схеме, но с зависимой от тока выдержкой времени (реле РТВ).

Решение 1. Выбирается ток срабатывания защиты линии на головном выключателе по условию (1-1) с учетом того, что максимальный рабочий ток по линии может быть равен сумме номинальных токов всех трансформаторов 10/0,4 кВ от *Тр1* до *Тр9*:

$$I_{\text{раб. макс}} = \frac{2 \cdot 160 + 2 \cdot 100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40}{1,73 \cdot 10} = 45,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 45,6 / 0,65 = 114 \text{ А}.$$

При коэффициенте трансформации трансформаторов тока 100/5 ток срабатывания реле по выражению (1-6) равен 5,7 А. Ближайшая уставка на реле РТВ-1 равна 6 А. Ток срабатывания защиты будет 120 А. Очевидно, что при этом не обеспечивается необходимая чувствительность головной защиты при к. з. в конце линии (у трансформатора *Тр9*) и требуется установка секционирующего выключателя с защитой, отключающей эти к. з. Важно подчеркнуть, что использование новых полупроводниковых защит, имеющих коэффициент возврата около 1 и обладающих высокой точностью ($k_{\text{н}} \approx 1,1$), позволило бы выбрать значительно меньший ток срабатывания защиты: $I_{\text{с.з}} \approx 1,1 \cdot 1,25 \cdot 45,6 = 63 \text{ А}$, обеспечить достаточную чувствительность головной защиты при к. з. в конце линии и, следовательно, не устанавливать секционирующий выключатель на разрабатываемой ВЛ 10 кВ по условиям защиты от к. з.

2. Выбираются места установки одного или нескольких секционирующих выключателей, исходя из условий обеспечения чувствительности защиты от к. з., выполненной на реле РТВ, а также повышения надежности электроснабжения и, как следствие, уменьшения ущерба от перерывов электроснабжения. Из схемы рис. 1-24 видно, что наиболее удобным местом является переключающий пункт ПП. Рассмотрим вариант установки секционирующего выключателя СВ в точке А, с максимальной токовой защитой, аналогичной головной.

3. Ток срабатывания этой защиты выбирается по условию (1-1): $I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 21,3 / 0,65 = 53 \text{ А}$, где $I_{\text{раб. макс}} = (100 + 3 \cdot 63 + 2 \cdot 40) / (1,73 \cdot 10) = 21,3 \text{ А}$.

Но по условию обеспечения полной селективности защиты с предохранителями типа ПКТ, установленными на наиболее мощном трансформаторе *Тр4* (100кВ·А, ПКТ-10-16), необходимо, чтобы ток срабатывания защиты на СВ в точке А был не менее 80 А (см. пример 1-1). Это можно принять, поскольку коэффициент чувствительности при к. з. в конце защищаемой линии соответствует «Правилам» [1]: $k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \times 140 / 80 = 1,5$.

Время срабатывания защиты на СВ в точке А (защита 2 на рис. 1-25) выбирается из условия обеспечения ступени селективности $\Delta t \approx 0,7 \text{ с}$ с последующей защитой 3 на головном выключателе и предохранителями 1, характеристика которых приведены на рис. 1-25, б. Времятоковая характеристика предохранителя 1 смещена на 20 % по сравнению с типовой по причине, указанной в примере 1-1. После построения характеристики защиты 2 с уставками 80 А и 0,7 с в установленной части (при токе $1,6 \cdot 80 = 128 \text{ А}$) определяется наименьшая степень селективности между характеристиками 2 и 1. Она составляет 0,4 с, что можно считать достаточным, так как при построении характеристики 1 учтен возможный разброс преддугового времени предохранителей ПК. Время горения дуги в патроне предохранителя не учитывается, поскольку на секционирующем выключателе СВ имеется устройство АПВ.

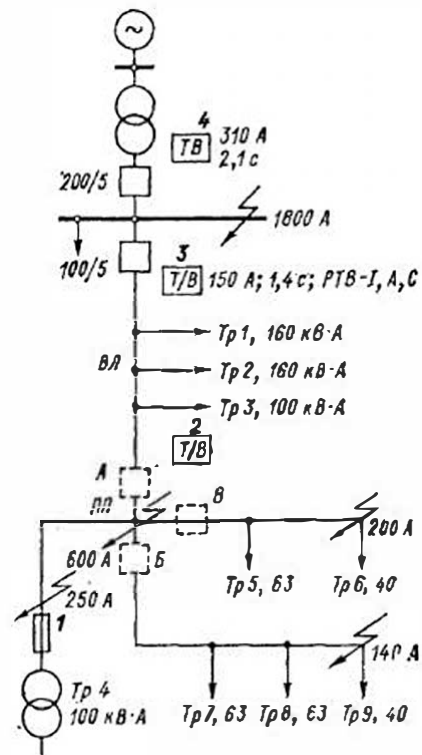


Рис. 1-24. Схема сети ВЛ 10 кВ с автоматическим секционированием к примеру 1-8

ТВ и Т/В — максимальные токовые защиты с независимой и зависимой характеристикой; ПП — переключающий пункт; А, Б, В — секционирующие выключатели; Тр1—Тр9 — трансформаторы 10/0,4 кВ

Между защитами 3 и 2 степень селективности 0,7 с обеспечивается в установившейся части их характеристик, поскольку при максимальном токе к. з. в месте установки предыдущей защиты 2 (600 А) обе защиты работают с установившимися выдержками времени: 1,4 и 0,7 с. При использовании новых полупроводниковых реле времени ступени селективности будут снижены.

На рис. 1-25, б показана также характеристика 2' защиты СВ, если бы она имела не зависимое от тока время срабатывания. В этом случае селективность между защитой 2 и предохранителями 1 обеспечивается только при к. з. на выводах трансформатора, что допустимо

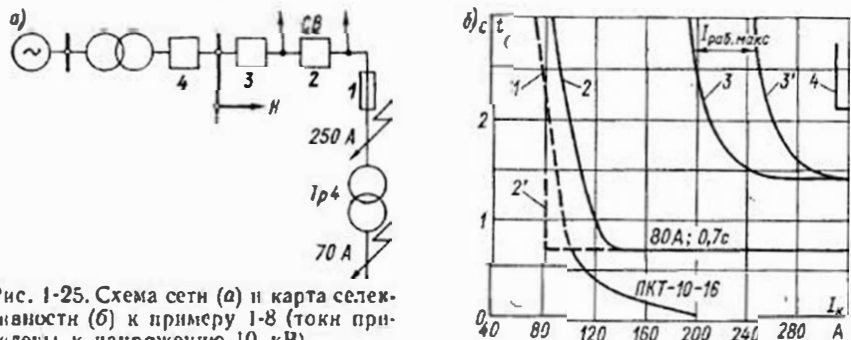


Рис. 1-25. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 1-8 (токи приведены к напряжению 10 кВ)

как вынужденное решение. Обеспечить полную селективность путем увеличения тока срабатывания защиты 2 в данном случае нельзя, так как не будет обеспечиваться необходимая чувствительность при к. з. в конце линии.

4. Уточняется ток срабатывания головной защиты 3 по условию согласования чувствительности с защитой 2 секционирующего выключателя СВ, установленного в точке А (рис. 1-24). Это условие предполагает, что при к. з. на ВЛ 10 кВ за секционирующим выключателем через реле головной защиты 3 проходят ток к. з. и суммарный ток нагрузки трансформаторов Тр1 — Тр3. По аналогии с выражением (1-4) условие согласования чувствительности для головной защиты линии с автоматическим секционированием запишется так:

$$I_{с.з.св} \geq k_{н.с} (I_{с.з.св} + \sum I_{раб. макс}), \quad (1-29)$$

где $I_{с.з.св}$ — ток срабатывания защиты секционирующего выключателя; $\sum I_{раб. макс}$ — суммарный ток нагрузки трансформаторов, подключенных к линии до места установки секционирующего выключателя (на рис. 1-24 трансформаторы Тр1 — Тр3); $k_{н.с}$ — по табл. 1-1.

Ток срабатывания головной защиты линии по выражению (1-29): $I_{с.з.св} = 1,4 (80 + 24) = 145$ А. С учетом возможной уставки на реле типа РТВ 7,5 А (см. приложение) ток срабатывания защиты 3 следует принять равным 150 А. Это значение тока срабатывания обеспечивает селективность защиты 3 с плавкими предохранителями наиболее мощного трансформатора Тр1 (см. пример 1-2), а также до-

статочную чувствительность защиты 3 при к. з. в конце защищаемого участка, т. е. на переключательном пункте ПП.

Проверяется выполнение условия (1-4) согласования чувствительности и времени защит 3 и 4. Если принять, что $I_{раб. макс} = 70$ А (суммарный ток нагрузки остальных ВЛ 10 кВ питающей подстанции), то у защиты 4 ток срабатывания должен быть не менее чем $I_{с.з.з} \geq 1,4 (150 + 70) = 310$ А. Степень селективности между защитами 3 и 4 должна обеспечиваться при этом токе и составлять около 0,7 с (рис. 1-25). Подробно расчеты защит трансформаторов рассмотрены в гл. 2.

Далее для защит 3 и 2 производится расчетная проверка трансформаторов тока и проверка выбранного времени срабатывания защиты по условию термической стойкости проводов защищаемой линии (так же, как в примере 1-1).

Пример 1-9. Для условий предыдущего примера рассмотрим вариант установки двух секционирующих выключателей (Б и В на рис. 1-24). Такое решение дороже, но позволяет уменьшить ущерб от недоотпуска электроэнергии в аварийных условиях. Установка двух выключателей по схеме параллельного секционирования улучшает условия настройки релейной защиты.

Решение. Рассчитывается ток срабатывания двухрелейной защиты с реле типа РТВ на секционирующем выключателе в точке Б. Защита имеет зависимую от тока характеристику времени срабатывания (см. приложение). По условию (1-1) ток срабатывания выбирается: $I_{с.з} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 9,6 / 0,65 = 24$ А, где $I_{раб. макс} = 9,6$ А — суммарный номинальный ток трансформаторов Тр7 — Тр9, определяемый так же, как в примере 1-8. При использовании трансформаторов тока с $n_t = 30/5$ можно принять уставку на реле РТВ 5 А, тогда ток срабатывания защиты 30 А. Но по условию обеспечения селективности с предохранителями наиболее мощного трансформатора (63 кВ·А, ПКТ-10-10 из табл. 1-7) необходимо выбрать $I_{с.з} = 1,4 \times 38 = 53$ А. Ближайшая уставка на реле РТВ 9 А, тогда $I_{с.з} = 54$ А. Таким же образом подбираются уставки для всех других типов реле, не имеющих плавной регулировки. Чувствительность защиты в точке Б ($k_{ч}^{(з)} = 0,865 \cdot 140/54 = 2,2$) выше, чем у защиты в точке А (пример 1-8). Время срабатывания защиты на СВ в точке Б выбирается так же, как в примере 1-8, т. е. 0,7 с в установившейся части характеристики.

Таким же образом выбираются уставки защиты на секционирующем выключателе в точке В. Они будут такими же, как у защиты в точке Б, поскольку определяющим условием при выборе тока срабатывания является условие селективности с предохранителями трансформатора 63 кВ·А.

Ток срабатывания головной защиты уточняется по условию (1-29) согласования чувствительности с защитой в точке Б: $I_{с.з} = 1,4 \times (54 + 40) = 132$ А, где 40 А — суммарный номинальный ток всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии до места установки секционирующего выключателя В. Ток срабатывания головной защиты получился меньшим, чем при установке одного секцио-

нирующего выключателя в точке А (пример 1-8), что подтверждает преимущества варианта с двумя секционирующими выключателями вместо одного.

Пример 1-10. Рассматривается вариант применения на головном выключателе линии 10 кВ (рис. 1-24) новой защиты типа ТЗВР, а на секционирующем выключателе в точке А — защиты с реле типа РТ-85. Краткое описание особенностей защиты типа ТЗВР приведено в примере 1-3. Ток срабатывания защиты ТЗВР (2 — на рис. 1-26) выбирается по условиям (1-1) — (1-4) и должен быть больше, чем ток срабатывания предыдущей защиты с РТ-85 (1). При этом ток срабатывания защиты 1 в выражении (1-4) должен быть увеличен в 1,15 раза, учитывая более высокую чувствительность защиты 2 по сравнению с защитой 1 при двухфазном к. з. (пример 1-3).

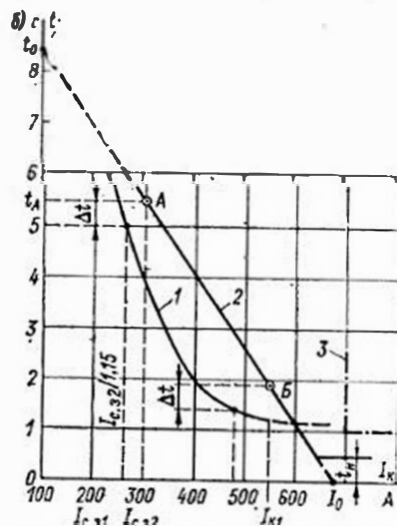
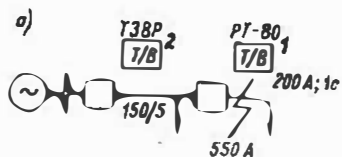


Рис. 1-26. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 1-10 выбора уставок новой защиты ТЗВР

Для построения зависимой части характеристики защиты ТЗВР необходимо найти координаты точек А и Б. Для точки А значение $I_A = I_{c.32}$, а $t_A = t_{c.31} + \Delta t$, где $t_{c.31}$ определяется при токе, в 1,15 раза меньшем, чем $I_{c.32}$. Для этого примера $I_{c.32} = 300$ А, $t_{c.31} = 5$ с (при токе $300/1,15 = 260$ А), $t_A = 5 + 0,5 = 5,5$ с (рис. 1-26).

Для точки Б координата $I_B = I_{к.макс}^{(3)}$ (трехфазное к. з. в месте установки предыдущей защиты). Координата $t_B = t_{c.31} + \Delta t$, где $t_{c.31}$ — время срабатывания предыдущей защиты 1 при двухфазном к. з. в той же точке в минимальном режиме питающей энергосистемы. Для этого примера $I_B = 550$ А; $I_{к.макс}^{(3)} = 550/1,15 = 480$ А; $t_{c.31} = 1,4$ с при 480 А; $t_B = 1,4 + 0,5 = 1,9$ с.

Крутизна характеристики α рассчитывается так же, как в примере 1-3: $\alpha = (t_A - t_B) n_T / (I_B - I_A) = (5,5 - 1,9) \cdot 30 / (550 - 300) = 0,43$, где $n_T = 30$. Вторичный ток срабатывания защиты $300/30 = 10$ А, и значение $\alpha = 0,43$ может быть принято. Если при согласовании с предохранителями трансформаторов (пример 1-3) получилось меньшее значение α , то оно и принимается в качестве уставки, т. е. выполняется более пологая характеристика.

Значение $t_0 < 10$ с (рис. 1-26). Если $t_0 > 10$ с, необходимо принять $t_0 = 10$ с и рассчитать новое значение $\alpha = (10 - t_A) n_T / I_A$.

Время срабатывания защиты в независимой части t_n принимается равным 0,5 с, если значение $I_0 = 670$ А меньше возможного броска тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии. Таким образом, рассчитаны основные параметры срабатывания защиты ТЗВР, определяющие ее характеристику 2 (рис. 1-26). Из примера видно, что применение защиты ТЗВР в ряде случаев позволяет уменьшать время срабатывания последующих защит (штрихпунктирная характеристика 3 на рис. 1-26).

Рассмотренные примеры показывают, что для выполнения селективной, быстродействующей и чувствительной защиты линий 10 (6) кВ наиболее целесообразно:

применять современные устройства защиты с высоким коэффициентом возврата ($k_v \approx 1$), обратно зависимой от тока характеристикой, а также с высокой точностью работы, что позволяет уменьшить коэффициент надежности (отстройки) при выборе тока срабатывания и степень селективности Δt при выборе времени срабатывания защиты;

использовать устройства АПВ с выдержкой времени первого цикла от 2 до 5 с и второго цикла от 15 до 20 с;

не устанавливать на длинных линиях трансформаторы 10/0,4 кВ единичной мощностью 250 кВ·А и более, защищаемые плавкими предохранителями типа ПК; для питания трансформаторов такой мощности использовать относительно короткие линии, для защиты которых может быть выбран большой ток срабатывания и наряду с этим обеспечена высокая чувствительность при к. з. в конце линии и в зонах дальнего резервирования;

все расчетные случаи, когда по каким-либо причинам невозможно обеспечить селективность между релейной защитой и предохранителями, должны особо оговариваться и при проектировании, и при выборе рабочих уставок, а также должны указываться в инструкциях для оперативного персонала.

6. Особенности расчета релейной защиты в сложных сетях 6 и 10 кВ

С развитием сетей 6 и 10 кВ появляется возможность взаимного резервирования линий путем создания замкнутых (кольцевых) схем питания или радиальных схем с автоматическим или ручным включением резервного источника. Расчеты релейной защиты в таких сетях усложняются, потому что приходится учитывать не только основной (рабочий) режим, но и аварийные и ремонтные режимы.

При выборе уставок необходимо стремиться к тому, чтобы для аварийного режима, создаваемого автоматически (с помощью сетевого АВР), сохранялась селективность действия релейной защиты без вмешательства персонала.

На рис. 1-27 показан пример схемы сети с двумя линиями 10 кВ, для которых предусмотрено неавтоматическое взаимное резервиро-

вание. При проведении ремонта, например, головного участка линии Л1 размыкается разъединитель 1 и замыкается секционирующий разъединитель 4. Уставки максимальной защиты линии Л2 в этом режиме должны обеспечивать надежное несрабатывание защиты по условию (1-1) с учетом большего, чем в нормальном режиме, тока $I_{\text{раб. макс.}}$.

Наряду с этим должен обеспечиваться коэффициент чувствительности $k_{\text{с.з.}} \geq 1,5$ при двухфазных к. з. в любой точке как линии Л2, так и части линии Л1, подключенной к линии Л2. Если коэффициент чувствительности оказывается меньшим, чем 1,5, следует установить вместо разъединителя 4 секционирующий выключатель с защитой, уставкой которой рассчитываются так же, как в примерах 1-8 — 1-10.

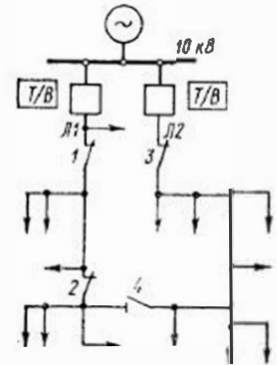


Рис. 1-27. Схема сети с неавтоматическим резервированием
1 — 4 — разъединители;
Т/В — максимальная токoвая защита с зависимой характеристикой

Для схемы сети, показанной на рис. 1-27, возможно выполнение и автоматического взаимного резервирования Л1 и Л2. Для этого на месте разъединителя 4 следует установить КРУН с выключателем и устройством сетевого АВР двустороннего действия. Для повышения эффективности действия сетевые АВР выполняются в сочетании с автоматическим секционированием. Для схемы на рис. 1-27 наряду с пунктом АВР устанавливаются два КРУН на месте разъединителей 1 (или 2) и 3 (рис. 1-28, а). Для обеспечения селективного отключения поврежденного участка такой сети как в рабочем, так и в резервных режимах на секционирующих выключателях (СВ1-1 и СВ2-1) используется один из следующих вариантов выполнения защиты:

1. *Направленная максимальная токовая защита*, действующая с меньшими уставками по времени и току только при к. з. в режиме резервного питания, и максимальная токовая защита, предназначенная для работы в режиме основного питания (защиты 1 и 3 на рис. 1-28 к примеру 1-11).

2. *Два комплекта* максимальных токовых защит, один из которых (1) — с меньшими уставками по времени и току в режиме основного питания выведен из действия, а при создании режима резервного питания *автоматически* вводится в действие; другой комплект (3) постоянно введен в действие; автоматический ввод комплекта 1 может производиться во время бестоковой паузы перед срабатыванием сетевого АВР, например с помощью устройства УПЗС [18], или при изменении направления мощности в линии после изменения режима питания резервируемой сети (защита типа ЛТЗ).

3. *Дистанционная защита* с линейно зависимой временной характеристикой (рис. 1-30), обеспечивающей тем более быстрое срабатывание защиты, чем ближе место к. з. независимо от направления мощности (тока) к. з. [18].

4. *Защита минимального напряжения (делительная)*, отключающая секционирующий выключатель в бестоковую паузу перед срабатыванием сетевого АВР, например, типа ДМЗ [18]; этот вариант упрощает защиту на секционирующих выключателях резервируемой сети, но не обеспечивает автоматическое резервирование головных участков в случае полного погашения основного источника питания; в связи с этим делительную защиту минимального напряжения устанавливают, как правило, на головных выключателях (ДЗ на рис. 1-28, а).

Расчет рабочих уставок максимальных токовых защит пп. 1 и 2 выполняется сначала для одного резервного режима питания всей сети (от подстанции 1 на рис. 1-28, а и б), а затем — для другого (от подстанции 2). Часть такого расчета приведена в примере 1-11. Расчет дистанционной защиты рассматривается в примере 1-12 и следующих. При использовании варианта 4 расчет уставок защит на секционирующих выключателях выполняется так же, как для радиальных линий с автоматическим секционированием (примеры 1-8 — 1-10), поскольку здесь не допускается режим прохождения тока к. з. в направлении от секционирующего к головному выключателю данной линии.

Пример 1-11. Выбираются уставки максимальных токовых защит в сети с автоматическим секционированием и сетевым резервированием. Схема сети и типы применяемых защит показаны на рис. 28, а. Выбираются без подробных пояснений, имеющих в предыдущих примерах, уставки защит с построением карты селективности (рис. 1-28, в) для одного из режимов резервного питания этой сети (Л1 и Л2) от подстанции 1 (рис. 1-28, б). Очевидно, что эти уставки пригодны и для рабочего режима Л1. Для другого режима резервного питания всей сети — от подстанции 2 уставки рассчитываются таким же образом.

Как видно из карты селективности (рис. 1-28, в), за счет различия токах срабатывания защит 1—4 удалось для всех них принять характеристики с $t_{\text{с.з.}} = 0,5 \div 1$ с в независимой части, при соблюдении $\Delta t \approx 1$ в при токах согласования (рис. 1-9). При согласовании защит 2 и 1, 3 и 2, 4 и 3 между собой должны учитываться токи нагрузки неповрежденных элементов, включенных между согласо-

емых
питт-

е
х

или на водостой-
та на секциони-

эле ВС — меньше ток и время срабатывания,

срабатывания защит.
срабатывания в этой ремонтной схеме может быть достигнута,
защиты линии 2-2 на подстанции 2 повысить время

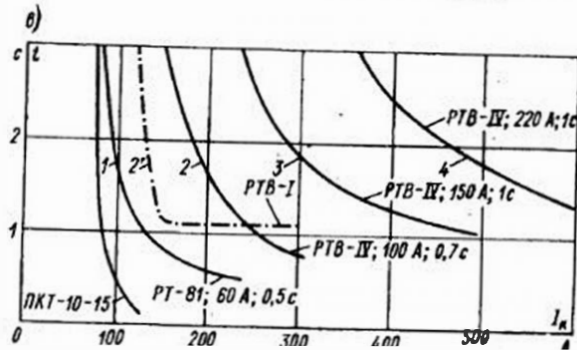
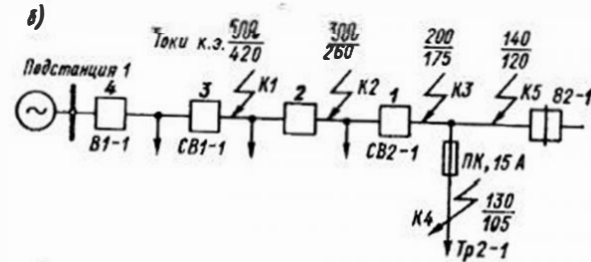
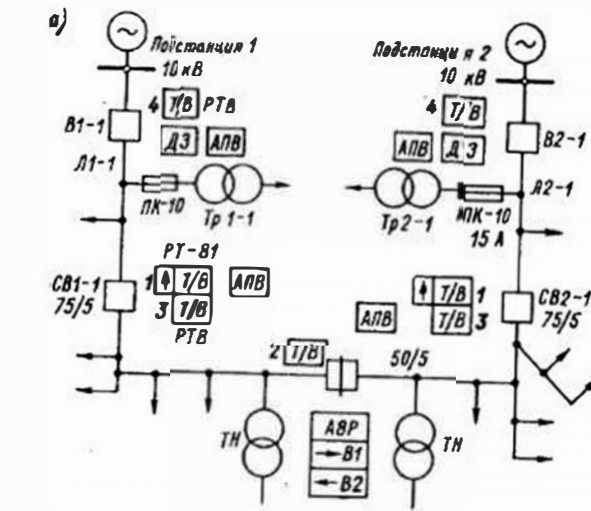


Рис. 1-28. Схема сети 10 кВ с сетевым АВР и автоматическим секционированием (а), расчетная схема для режима после срабатывания сетевого АВР (б) и карта селективности для этого режима (в) к примеру 1-11
Токи приведены к напряжению 10 кВ; в числителе $I_{к, макс}$ в знаменателе $I_{к, мин}$ при трехфазных к. з.
Стрелками обозначены направления действия максимальных токовых защит и устройства АВР; ДЗ — делительные защиты минимального напряжения, действующие перед АВР (г.з. 4); ТН — трансформаторы напряжения (однофазные)

срабатывания, а защиту линии 1-2 на подстанции 1 вывести из работы.

Возможность увеличения тока и времени срабатывания головной защиты для ремонтной схемы должна быть предусмотрена заранее

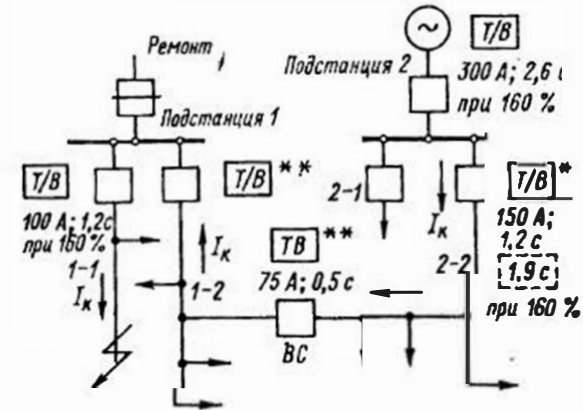


Рис. 1-29. Ремонтная схема сети 6 или 10 кВ

Т/В — максимальная токовая защита с зависимой характеристикой; Т/В — то же с независимой характеристикой на секционирующем выключателе ВС-10; * — у защиты изменяются уставки; ** — защита выводится из действия (при создании ремонтной схемы)

птем выбора удвоенной ступени селективности между этой защитой и защитой питающего трансформатора.

Дистанционная защита линий 10 кВ

В «Правилах» [1] указывается, что в тех случаях, когда максимальная токовая защита не обеспечивает требуемых быстродействия и селективности, допускается применять для защиты линий 3—10 кВ дистанционную защиту в простейшем варианте. Такие защиты выпускаются промышленностью (ДЗ-10 и КРЗА-С). Известных типов дистанционных защит линий 35—500 кВ [3, 6], имеющие независимые характеристики (рис. 3-11, в), дистанционные защиты с зависимой временной характеристикой, т. е. время срабатывания которых увеличивается по мере возрастания сопротивления до места к. з. [18, 20]. Выбрав на зажимах реле, равноудаленных от места к. з., коэффициент наклона α и коэффициент наклона характеристики α к сопротивлению срабатывает коэффициентом наклона характеристики

$$\alpha = t_{с.з.} / (0,9z_{с.з.}) \quad (1-30)$$

При одинаковом масштабе сопротивления и времени на осях координат (рис. 1-30, а) коэффициент наклона α численно равен тангенсу угла наклона характеристики дистанционной защиты.

Выбор уставок дистанционной защиты ДЗ-10. Он заключается в определении сопротивления срабатывания защиты ($z_{с.з.}$), т. е. зоны действия защиты, времени срабатывания защиты в конце ее зоны действия ($t_{с.з.}$) и коэффициента наклона характеристики защиты (α), которые связаны между собой выражением (1-30).

В распределительных сетях 10 кВ сельскохозяйственных районов могут быть случаи, когда все смежные участки защищаются дистанционными защитами ДЗ-10 (рис. 1-30, б), причем как в сети с односторонним питанием, так и в сети с АВР, которая может питаться с противоположного конца. Однако весьма вероятны случаи установки на смежных участках разнонаправленных защит, которые должны быть согласованы между собой по чувствительности и по времени. Наряду с этим необходимо во всех случаях обеспечивать несрабатывание дистанционной защиты при к. з. в трансформаторах на ответвлениях от защищаемой линии или по крайней мере при к. з. на их выводах 10 кВ. Ниже рассматривается несколько характерных расчетных случаев с примерами выбора уставок, в которых учтены рекомендации института

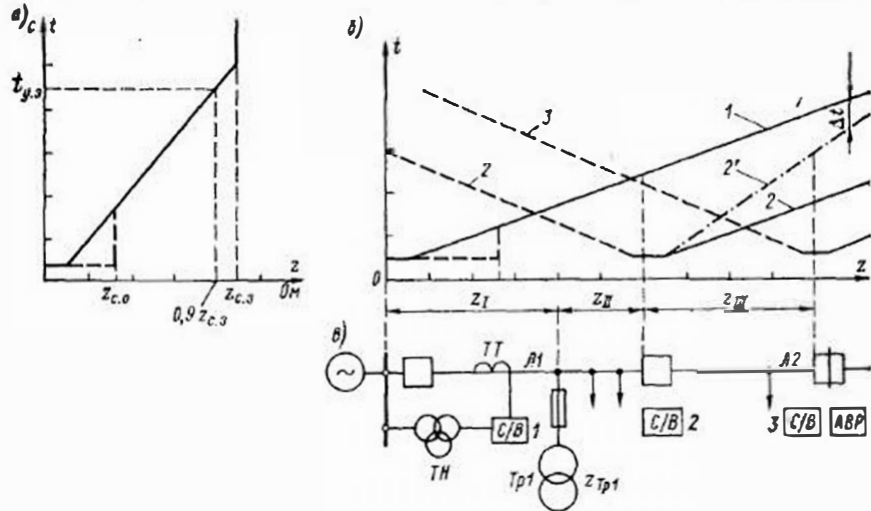


Рис. 1-30. Временная характеристика $t = f(z)$ дистанционной защиты ДЗ-10 или КРЗА-С (а) и карта селективности (б) для случая согласования между собой односторонних дистанционных защит для участка сети с двусторонним питанием (в)

ТН — трансформатор напряжения; ТТ — трансформатор тока; С/В — дистанционная защита с зависимой характеристикой; АВР — устройство автоматического включения резервного питания сети

«Сельэнергопроект» и данные завода-изготовителя. При этом отмечается, что опыт эксплуатации защиты типа ДЗ-10 пока еще очень мал и приведенные ниже расчетные условия, величины коэффициентов, ступеней селективности и т. п. являются ориентировочными и требуют дальнейшей проверки в условиях эксплуатации.

1. Выбор уставок для случая применения в сети с односторонним питанием только дистанционных защит (рис. 1-30, б). Сопротивление срабатывания (в омах) определяется по следующим условиям (для линии Л1 на рис. 1-30):

а. По условию обеспечения требуемого [1] коэффициента чувствительности защиты $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ при к. з. в конце защищаемой линии

$$z_{\text{с.з.1}} \geq 1,5z_{\text{Л1}} \quad (1-31)$$

где $z_{\text{Л1}} = z_1 + z_{\text{Л1}}$ (рис. 1-30, б). Для линий с ответвлениями под $z_{\text{Л1}}$ в (1-31) следует понимать сопротивление до электрически наиболее удаленной точки. Весьма желательно также обеспечить резервирование предыдущего участка (Л2 на рис. 1-30):

$$z_{\text{с.з.1}} \geq 1,2(z_{\text{Л1}} + z_{\text{Л2}}), \quad (1-31a)$$

а также трансформаторов на ответвлениях (последнее трудно осуществимо при малых мощностях и, следовательно, больших сопротивлениях трансформаторов):

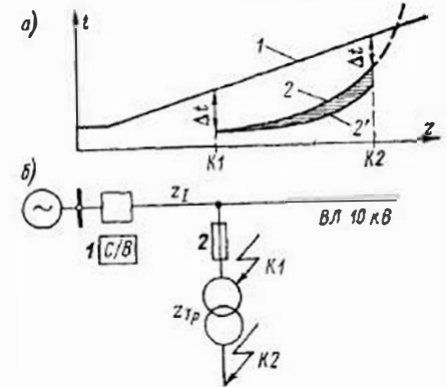
$$z_{\text{с.з.1}} \geq 1,2(z_1 + z_{\text{Тр1}}). \quad (1-31б)$$

б. По условию отстройки защиты от минимального сопротивления в условиях перегрузки (самозапуска нагрузки), которое для ненаправленных реле сопротивления имеет вид [6]:

$$z_{\text{с.з.1}} \leq U_{\text{мин}} / (\sqrt{3}k_{\text{сзп}} I_{\text{раб. макс}} k_{\text{н}} k_{\text{в}}), \quad (1-32)$$

где $U_{\text{мин}}$ — минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, должно определяться расчетом и для сетей сельскохозяйственного назначения (за исключением линий, питающих крупные животноводческие комплексы, мастерские, птицефабрики и т. п.) можно принимать равным $0,9U_{\text{ном}}$; V ; $k_{\text{сзп}} \approx 1,2$ (при тех же условиях); $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии, А; $k_{\text{н}} = 1,2$ — коэффициент надежности; $k_{\text{в}} \geq 1,2 \div 1,3$ — коэффициент возврата дистанционного реле

Рис. 1-31. Согласование по времени дистанционной защиты типа ДЗ-10 или КРЗА-С (1) с предохранителями 10 кВ (2) в двух характерных точках К1 и К2; а — карта селективности, на которой защитная характеристика предохранителей 2 соответствует двухфазному к. з. при минимальном режиме питающей системы, характеристика 2' — при максимальном режиме и трехфазном к. з.; б — расчетная схема



защиты ДЗ-10; с учетом этих величин для сельских линий 10 кВ выражение (1-32) имеет вид:

$$z_{\text{с.з.1}} \leq 3000 / I_{\text{раб. макс}} \quad (1-32a)$$

для линий, питающих нагрузку с $k_{\text{сзп}} > 1,2$, выражением (1-32a) пользоваться нельзя; при использовании устройства КРЗА-С (коэффициент возврата не более 1,1) в числителе выражения (1-32a) можно принять не 3000, а 3300.

в. По условию согласования чувствительности с однолинейной дистанционной защитой предыдущего участка (защита 2 на рис. 1-30, б), имеющей сопротивление срабатывания $z_{\text{с.з.2}}$:

$$z_{\text{с.з.1}} \leq 0,85(z_{\text{Л1}} + z_{\text{с.з.2}}). \quad (1-33)$$

Из условий (1-32) и (1-33) выбирается наименьшее значение.

Уставка по времени дистанционной защиты $t_{\text{у.з.1}}$ и коэффициент α наклона характеристики селективности определяются из следующих условий:

а) обеспечения селективности с предохранителем 10 кВ наиболее мощного трансформатора на ответвлении (Тр1 на рис. 1-30, б);

б) обеспечения селективности с предыдущей дистанционной защитой (2).

Селективность дистанционной защиты ДЗ-10 с предохранителями 10 кВ наиболее мощных трансформаторов 10/0,4 кВ, подключенных к линии, должна обеспечиваться при к. з. в двух характерных точках сети (рис. 1-31): на выводах 10 кВ (К1) и на выводах 0,4 кВ (К2) расчетного трансформатора. Время срабатывания дистанционной защиты ($t_{\text{с.з.1}}$) при к. з. в этих точках должно быть больше на ступень селективности Δt , чем время плавления плавкой вставки предохранителя при минимальном расчетном токе двухфазного к. з. в этих же точках К1 ($t_{\text{пл К1}}$) и соответственно К2 ($t_{\text{пл К2}}$):

$$t_{\text{с.з.1}} = z_1 \alpha_1 \geq t_{\text{пл К1}} + \Delta t; \quad (1-34)$$

$$t_{\text{с.з.1}} = (z_1 + z_{\text{Тр}}) \alpha_1 \geq t_{\text{пл К2}} + \Delta t, \quad (1-35)$$

где $\Delta t \approx 0,3 \div 0,4$ с, учитывая, что защита ДЗ-10 имеет замедление 0,25—0,5 с (КРЗА-С — не менее 0,1 с) при к. з. в начале зоны.

Если дистанционная защита при выбранном $z_{с.з}$ не может действовать при к. з. за трансформатором, т. е. $z_{с.з} \leq 0,85 (z_I + z_{TII})$, то условие (1-35) имеет другой вид:

$$t_{y.z.I} = 0,9z_{с.з} I \alpha_1 \geq t_{пл K2} + \Delta t. \quad (1-35a)$$

По условию (1-35a) селективность проверяется в конце зоны действия дистанционной защиты, и $t_{пл K2}$ соответственно определяется при минимальном расчетном токе двухфазного к. з. в конце этой зоны.

Рассмотренная проверка селективности в двух характерных точках требуется из-за различной формы характеристики дистанционной защиты $t = f(z)$ и защитной характеристики предохранителей, построенной в тех же осях координат (кривая 2 на рис. 1-31). Построение характеристики 2 $t_{пл} = f(z_{пл})$ осуществляется путем пересчета нескольких точек ампер-секундной защитной характеристики $t_{пл} = I / (I_{пл})$ с учетом ее разброса на $\pm 20\%$ (сдвигается вправо по току) и с учетом сопротивления питающей системы в минимальном режиме (наибольшая величина $z_{с.мин}$ до точки К1) по выражению для двухфазного к. з.:

$$z_{пл} = U_{ф} / (1,15 I_{пл}) - z_{с.мин}. \quad (1-36)$$

где $U_{ф} = 60\sqrt{3}$ В для сети 10 кВ; $I_{пл}$ — ток плавления плавкой вставки предохранителя, А; $z_{с.мин}$ — сопротивление системы до места установки предохранителей в минимальном режиме, Ом; коэффициент 1,15 учитывает снижение тока при двухфазном к. з. по сравнению с трехфазным к. з.

Поскольку построение характеристик $t_{пл} = f(z_{пл})$ в каждом расчете является достаточно трудоемким, согласование дистанционной защиты и предохранителей следует проводить аналитически по условиям (1-34), (1-35) и (1-35a), определяя $t_{пл}$ по типовым ампер-секундным характеристикам предохранителей (приведены в приложениях) для соответствующего минимального расчетного тока (в точках К1, К2 или К3)

$$I_{к.рвсч}^{(2)} = I_{к.мин}^{(2)} (k_n^* k_n^*), \quad (1-37)$$

где $k_n^* = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент надежности; $k_n^* = 1,2$ — коэффициент, учитывающий неточность работы предохранителей.

Сопротивление трансформатора $z_{Tр}$ (в омах) при расчете $I_{к.мин}^{(2)}$ определяется по паспортным значениям его мощности $S_{ном.тр}$ (в мегавольт-амперах), напряжения к. з. u_k (в процентах), номинального напряжения $U_{ном.тр}$ (в киловольтах):

$$z_{Tр} = u_k U_{ном.тр}^2 / (100 S_{ном.тр}). \quad (1-38)$$

При стандартном значении $u_k = 4,5\%$, $U_{ном.тр} = 10$ кВ

$$z_{Tр} = 4,5 / S_{ном.тр}. \quad (1-38a)$$

Из (1-34), (1-35) и (1-35a) определяется коэффициент наклона характеристики защиты 1

$$\alpha_1 = t_{с.з.I} / z_I, \quad (1-39)$$

где $t_{с.з.I} \geq t_{пл K1} + \Delta t$ [см. формулу (1-34)],

$$\alpha_1 = t_{с.з.I} / (z_I + z_{Tр}). \quad (1-40)$$

где $t_{с.з.I} \geq t_{пл K2} + \Delta t$ [см. формулу (1-35)],

$$\alpha_1 = t_{y.z.I} / (0,9z_{с.з.I}), \quad (1-40a)$$

где $t_{y.z.I} \geq t_{пл K2} + \Delta t$ [см. формулу (1-35a)].

Принимается наибольшее из полученных в выражениях (1-39), (1-40) или (1-40a) значений коэффициента наклона α , и определяется $t_{y.z.I}$ по формуле (1-30) с учетом пределов уставок по сопротивлению и по времени защиты ДЗ-10.

Селективность между последующей дистанционной защитой 1 и предыдущей однотипной защитой 2 обеспечивается следующим образом (рис. 1-30, б).

а. Определяется коэффициент наклона последующей защиты α_1 , который обеспечивает селективность с предыдущей защитой 2 (с коэффициентом α_2) при повреждении в месте установки защиты 2:

$$\alpha_1 \geq (t_{02} + \Delta t) / z_{II}. \quad (1-41)$$

где t_{02} — независимая выдержка времени в начале зоны действия защиты 2.

Сравнивается значение α_1 из формулы (1-41) с получаемыми ранее в выражениях (1-39) и (1-40a) значениями α_1 по условиям согласования с предохранителями 10 кВ, и выбирается большее значение α_1 . Если это значение $\alpha_1 \geq \alpha_2$, выбор α_1 заканчивается. Уставка по времени защиты 1 определяется в помощью уравнения (1-30): $t_{y.z.I} = 0,9z_{с.з.I} \alpha_1$.

б. Если выбранное таким же образом значение $\alpha_1 < \alpha_2$ (штрихпунктирная характеристика 2' на рис. 1-30, б), то уставка по времени защиты 1 определяется по условию обеспечения селективности с предыдущей защитой 2 при повреждении в конце зоны действия защиты 1:

$$t_{y.z.I} \geq 0,9 [(z_{с.з.I} - z_{II}) \alpha_2 + \Delta t]. \quad (1-42)$$

В выражениях (1-41) и (1-42) степень селективности $\Delta t \approx 0,5$ с (по аналогии с другими типами защит).

На линиях 10 кВ с двусторонним питанием (или с сетевым АВР) коэффициенты наклона α последующей и предыдущей защит ДЗ-10 также могут быть различными. В этих случаях проверку селективности следует производить для обоих режимов питания с построением карт селективности (рис. 1-30, б). Благодаря линейной зависимым характеристикам эти защиты способны обеспечить селективность без применения элементов направления мощности. При одинаковых значениях α последующей и предыдущей дистанционных защит типа ДЗ-10 построения карт селективности не требуется.

Сопротивление срабатывания реле

$$z_{с.р} = z_{с.з} \frac{n_T}{n_H}, \quad (1-43)$$

где n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока; n_H — коэффициент трансформации трансформаторов напряжения 10 кВ ($n_H = 10\,000/100 = 100$) или трансформаторов собственных нужд ($n_H = 10\,000/220 = 45,5$); $z_{с.з}$ — первичное сопротивление срабатывания защиты, определяемое расчетом по условиям (1-31)–(1-33). Выражение (1-43) соответствует включению реле полного сопротивления защиты ДЗ-10 на разность фазных токов и междуфазное напряжение; при включении реле на фазный ток и междуфазное напряжение, вычисленное по (1-43), $z_{с.р}$ следует увеличить в 1,73 раза.

Сопротивление срабатывания (уставка) реле сопротивления ДЗ-10 может регулироваться в пределах от 0,1 до 8 Ом на фазу (при номинальном вторичном напряжении 100 В). Диапазон регулирования уставок по сопротивлению срабатывания в устройстве КРЗА-С от 0,5 до 10 Ом на фазу (при номинальном вторичном напряжении 100 В), от 1,1 до 22 Ом на фазу (при 220 В) и от 1,9 до 33 Ом (при 380 В).

Пример 1-12. Выбираются уставки дистанционных защит 1 и 2 радиального участка сети 10 кВ, часть которого показана на рис. 1-32, б. Сопротивление участков линии Л1 $z_I = 4$ Ом; $z_{II} = 12$ Ом; линии Л2 $z_{III} = 4$ Ом; $z_{IV} = 6$ Ом. В ремонтных режимах к линиям Л1 и Л2 может подключаться линия Л3 с сопротивлением $z_{Л3} = 5$ Ом. Максимальное значение рабочего тока линий: Л1 — 50 А, Л2 — 40 А.

Решение 1. Рассчитывается сопротивление срабатывания защиты 2 по следующим условиям:

$$1) (1-31) z_{с.з2} \geq 1,5 z_{Л2} = 15 \text{ Ом};$$

$$2) (1-31a) z_{с.з2} \geq 1,2 (z_{Л2} + z_{Л3}) = 18 \text{ Ом};$$

$$3) (1-31b) z_{с.з2} \geq 1,2 (z_{III} + z_{Tр2}) = 1,2 (4 + 18) = 26,4 \text{ Ом, где } z_{Tр2} = 4,5/0,25 = 18 \text{ Ом в соответствии с выражением (1-38a) при мощности трансформатора } S_{ном} = 0,25 \text{ МВ} \cdot \text{А или } 250 \text{ кВ} \cdot \text{А (рис. 1-32, б);}$$

$$4) (1-32a) z_{с.з2} \leq 3000/40 = 75 \text{ Ом. В связи с тем что в этом примере не рассматривается согласование чувствительности защиты 2 линии Л2 с защитой преды-$$

душей линии ЛЗ по условию (1-33), можно предварительно принять $z_{c,з2} = 75 \text{ Ом}$, как обеспечивающее наиболее протяженную зону действия защиты 2.

2. Рассчитывается коэффициент наклона характеристики α_2 защиты 2 по условиям селективности с предохранителями наиболее мощного трансформатора $Tr2$ мощностью 250 кВ·А.

а. Определяется ток двухфазного к. з. в точке К1 (рис. 1-32, б). С учетом сопротивления системы в минимальном режиме до места установки защиты 1 ($z_{c,мин} = 1 \text{ Ом}$) сопротивление до точки К1 $z_{K1} = 1 + 4 + 12 + 4 = 21 \text{ Ом}$. Ток $I_{к,мин}^{(2)} = 0,865 \cdot U_{ф}/z_{K1} = 0,865 \cdot 6070/21 = 250 \text{ А}$.

б. Определяется по выражению (1-37) расчетный ток $I_{к,расч}^{(2)} = 250/(1,1 \cdot 1,2) = 190 \text{ А}$.

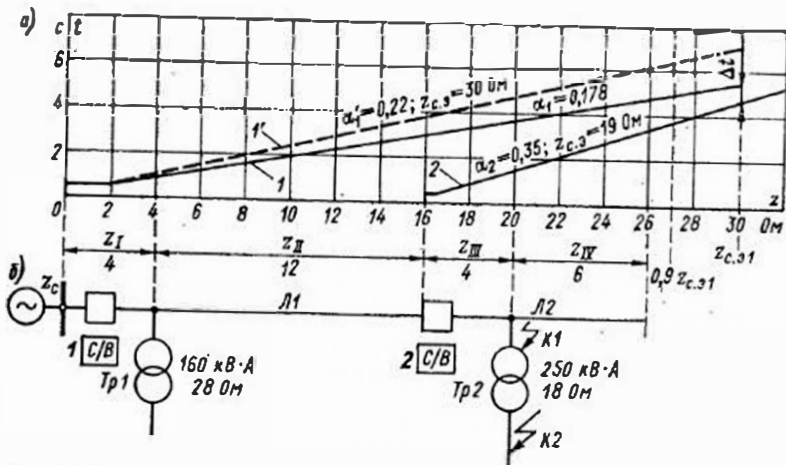


Рис. 1-32. Карта селективности (а) к примеру 1-12 и схема участка сети (б)
Сопротивления отнесены к напряжению 10 кВ

в. Время плавления предохранителей ПК (преддуговое время) с $I_{ном} = 40 \text{ А}$ (табл. 1-7) при токе 190 А $t_{пл К1} = 1,1 \text{ с}$ по типовой защитной характеристике, приведенной в приложении.

г. По условию, аналогичному (1-34), $t_{c,з2} = z_{11}/\alpha_2 \geq t_{пл К1} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4 \text{ с}$.

д. По условию, аналогичному (1-39), $\alpha_2 = t_{c,з2}/z_{11} = 1,4/4 = 0,35$ (угол наклона характеристики 2 равен 20°).

е. Аналогично определяются параметры для точки К2: $z_{K2} = 1 + 4 + 12 + 4 + 18 = 39 \text{ Ом}$; $I_{к,мин}^{(2)} = 134 \text{ А}$; $I_{к,расч}^{(2)} = 100 \text{ А}$; $t_{пл К2} > 10 \text{ с}$, что больше максимального времени срабатывания защиты типа ДЗ-10 (6 с) и типа КРЗА-С (5 с). Таким образом, при к. з. за трансформатором и в трансформаторе защита питающей линии может сработать, прежде чем расплавится плавкий элемент предохранителя этого трансформатора. Подобная неселективность характерна и при использовании максимальной токовой защиты линии (рис. 1-22).

3. Рассчитывается по выражению (1-30) уставка по времени: $t_{y,з2} = 0,9z_{c,з2}\alpha_2 = 0,9 \cdot 75 \cdot 0,35 = 23,6 \text{ с}$, что превышает наибольшую возможную уставку защиты по времени (6 с). Принимая $t_{y,з2} = 6$ приходится уменьшить и сопротивление срабатывания защиты 2, т. е. сократить зону ее действия: $z_{c,з2} = t_{y,з2}/(0,9\alpha_2) = 6/(0,9 \cdot 0,35) = 19 \text{ Ом}$. При этом не обеспечивается дальнейшее резервирование для трансформатора $Tr2$, что вынужденно допускается [1]. Проверяется условие (1-35а) при двухфазном к. з. в конце зоны действия защиты 2, т. е. за сопротивлением $z_k = 1 + 4 + 12 + 19 = 36 \text{ Ом}$. Ток $I_{к,мин}^{(2)} = 146 \text{ А}$; $I_{к,расч}^{(2)} = 110 \text{ А}$; $t_{пл} > t_{y,з2} =$

$= 6 \text{ с}$. Таким образом, время плавления ПК больше, чем время срабатывания защиты 2 и при к. з. в трансформаторе возможно неселективное действие защиты линии, которое вынужденно допускается [7].

4. Сопротивление срабатывания реле по выражению (1-43) при $n_T = 50/5$ и $n_B = 10\,000/100$ $z_{c,р} = 19 \cdot 10/100 = 1,9 \text{ Ом}$, что находится в пределах допустимых уставок защиты ДЗ-10 (0,1–8 Ом) и КРЗА-С (0,5–10 Ом).

5. При минимальном значении тока через защиту 2 при к. з. в конце ее зоны действия ($z_k = 36 \text{ Ом}$), равном 146 А или 14,6 А, приведенным к реле, обеспечивается точная работа защиты, поскольку ее минимальный ток точной работы может равняться 5 или 10 А [18].

6. Рассчитывается сопротивление срабатывания защиты 1 по тем же условиям, что в п. 1 этого примера: $z_{c,з1} \geq 1,5 \cdot 16 = 24 \text{ Ом}$; $z_{c,з1} \geq 1,2(16 + 10) = 31 \text{ Ом}$; $z_{c,з1} \geq 1,2(4 + 28) = 38 \text{ Ом}$; $z_{c,з1} \leq 3000/50 = 60 \text{ Ом}$. Кроме того, из условия (1-33) согласования чувствительности с дистанционной защитой $2z_{c,з1} \leq 0,85(16 + 19) = 30 \text{ Ом}$. Принимается $z_{c,з1} = 30 \text{ Ом}$, что обеспечивает защиту линии Л1, резервирование защиты линии Л2, но не обеспечивает резервирования защиты (предохранителя) трансформатора Т1 (рис. 1-32, б), что вынужденно допускается [1].

7. Рассчитывается коэффициент наклона характеристики α_1 защиты 1.

а. По условию селективности с предохранителями типа ПК трансформатора $Tr1$ мощностью 160 кВ·А при к. з. на его выводах 10 кВ, аналогично п. 2 данного примера, определяются: сопротивление до места к. з. $z_k = 1 + 4 = 5 \text{ Ом}$; ток $I_{к,мин}^{(2)} = 1050 \text{ А}$; расчетный ток по выражению (1-37) $I_{к,расч}^{(2)} = 800 \text{ А}$; время плавления предохранителя ПКТ-10-20 $t_{пл К1} = 0,01 \text{ с}$. По условию (1-34) $t_{c,з1} = z_1\alpha_1 \geq t_{пл К1} + \Delta t = 0,4 \text{ с}$; по условию (1-39) $\alpha_1 = t_{c,з1}/z_1 = 0,4/4 = 0,1$ (при этом угол наклона характеристики 1 равен 6°).

б. По условию селективности с предыдущей защитой 2 при к. з. в месте ее установки из соотношения (1-41): $\alpha_1 \geq (t_{02} + \Delta t)/z_{11} = (0,15 + 0,5)/16 = 0,04$. Принимается предварительно большее значение α_1 из п. «а» ($\alpha_1 = 0,1$), которое меньше, чем $\alpha_2 = 0,35$. Поэтому селективность должна обеспечиваться при к. з. в конце зоны действия защиты 1 в соответствии с выражением (1-42): $t_{y,з1} \geq 0,9[z_{c,з1} - z_{11}]\alpha_2 + \Delta t = 0,9[(30 - 16)0,35 + 0,5] = 4,8 \text{ с}$. Согласно (1-30) $\alpha_1 = t_{y,з1}/z_1(0,9z_{c,з1}) = 4,8/(0,9 \cdot 30) = 0,178$ (характеристика 1 на рис. 1-32, а).

в. Проверяется условие (1-35а): при двухфазном к. з. в конце зоны действия защиты 1 ($z_k = z_{c,мин} + z_1 + 0,9z_{c,з1} = 1 + 4 + 27 = 32 \text{ Ом}$) $I_{к,мин}^{(2)} = 164 \text{ А}$; по (1-37) $I_{к,расч}^{(2)} = 124 \text{ А}$; при этом токе $t_{пл} = 0,6 \text{ с} < t_{y,з1} = 4,8 \text{ с}$, т. е. селективность защиты линии и предохранителей $Tr1$ обеспечивается и при к. з. в трансформаторе мощностью 160 кВ·А. Но если мощность этого трансформатора будет равна 250 кВ·А, время плавления ПКТ-10-40 при том же расчетном токе более 10 с и селективность между защитой линии и предохранителями при к. з. в трансформаторе не будет обеспечиваться. Для того чтобы обеспечить селективность и при к. з. в трансформаторе можно увеличить уставку защиты по времени до максимального значения для ДЗ-10 (6 с). При этом по выражению (1-30) определяется новое значение $\alpha_1 = 6/(0,9 \cdot 30) = 0,22$ и новый угол наклона характеристики: $12,5^\circ$ (характеристика 1' на рис. 1-32, а). Однако следует помнить, что увеличение коэффициента наклона характеристики защиты 1 увеличивает время отключения к. з. и ухудшает условия согласования (селективности) с ней последующей защиты питающего элемента (надпринтер, трансформатора 110/10 кВ или 35/10 кВ). Поскольку в данном примере это не рассматривается, принимаем для защиты 1 $\alpha_1 = 0,22$; $t_{y,з1} = 6 \text{ с}$, сохраняя $z_{c,з1} = 30 \text{ Ом}$ (характеристика 1' на рис. 1-32, а).

8. Сопротивление срабатывания реле защиты 1 согласно (1-43) при $n_T = 75/5$ и $n_B = 10\,000/100$ $z_{c,р1} = 30 \cdot 15/100 = 4,5 \text{ Ом}$, что находится в пределах уставок дистанционных защит типа ДЗ-10 и КРЗА-С.

9. Минимальный ток к. з. через защиту $I_{к,мин}^{(2)} = 164 \text{ А}$ (см. выше) или 11 А, приведенным к току реле, что больше тока точной работы дистанционных защит этих типов.

10. Проверяются трансформаторы тока в объеме, изложенном в § 1-3, аналогично примерам 1-1 и 1-4. При этом следует учитывать, что сопротивление устрой-

ства типа КРЗА-С вместе с блоком питания составляет 2,4 Ом при номинальном токе 5 А; около 1,6 Ом — при токе 10 А; 1,3 Ом — при токе 15 А. Расчетный ток, при котором погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10 %, принимается равным току к. з. $I_{к.з. макс}$ в конце зоны действия защиты.

11. Оформляются результаты расчета, строится карта селективности, которая особенно важна при разных коэффициентах наклона характеристик согласуемых защит ($\alpha_1 \neq \alpha_2$). Составляются задания на наладку защит.

2. Выбор уставок для случая, когда последующая защита — дистанционная типа ДЗ-10, а предыдущая — максимальная токовая с зависимой характеристикой на реле РТВ или РТ-80 (рис. 1-33). Сопротивление срабатывания последующей дистанционной защиты l выбирается по условиям обеспечения чув-

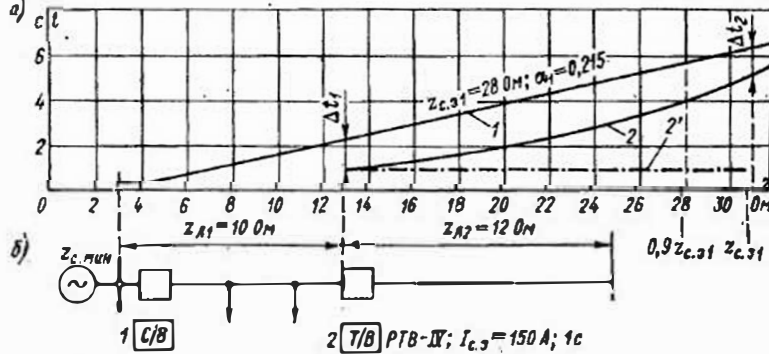


Рис. 1-33. Согласование по времени последующей дистанционной защиты типа ДЗ-10 или КРЗА-С (1) и предыдущей максимальной токовой с зависимой характеристикой (2) к примеру 1-13: а — карта селективности; б — расчетная схема

Сопротивления отнесены к напряжению 10 кВ

ствительности (1-31) и отстройки от режимов перегрузки (1-32), а также по условию согласования чувствительности с предыдущей максимальной токовой защитой 2:

$$z_{c.31} l \leq U_{\phi} / (k_n I_{c.32}) - z_{c.мин} \quad (1-44)$$

где $U_{\phi} = 6060$ В — фазное напряжение для сети 10 кВ; $I_{c.32}$ — ток срабатывания предыдущей максимальной защиты 2, А; $z_{c.мин}$ — сопротивление питающей системы (в минимальном режиме) до места установки последующей дистанционной защиты 1, Ом; $k_n = 1,3 \div 1,4$ — коэффициент надежности, учитывающий уменьшение зоны действия токовой защиты 2 при двухфазных к. з. по сравнению с трехфазными к. з. (примерно на 15 %) и возможные неточности настройки и работы реле (примерно 15 % при выполнении защиты 2 на реле РТ-80 и примерно 20 % — на реле РТВ). Согласование в соответствии с выражением (1-44) производится при металлическом к. з. [6]. Выражение (1-44) может быть записано и в несколько ином виде:

$$z_{c.31} l \leq U_{\phi} / (2k_n I_{c.32}) - z_{c.мин} \quad (1-44a)$$

где $U_{\phi} = 10500$ В — межфазное напряжение; $k_n = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент надежности, учитывающий здесь только возможные неточности настройки и работы реле. Остальные обозначения те же, что в (1-44).

Уставка по времени дистанционной защиты l ($t_{y.31}$) и коэффициент наклона ее характеристики (α_1) выбираются из условий обеспечения селективности с предохранителями 10 кВ наиболее мощных трансформаторов, подключенных к линии [условия (1-39), (1-40), и пример 1-12], и обеспечения селективности с предыдущей максимальной токовой защитой 2 (рис. 1-33). Из карты селективности (рис. 1-33, а), где построена характеристика срабатывания предыдущей токовой защиты 2 $t_{32} = f(I_2)$ видно, что ступени селективности между защитами 1

и 2 должны быть обеспечены при к. з. в двух характерных точках: в месте установки защиты 2 (Δt_1) и в конце зоны действия защиты 1 (Δt_2). Для этого необходимо определить $I_{c.32}$ при токах двухфазного к. з. в этих точках:

$$I_{32}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{2(z_{c.мин} + z_{Л1})} \text{ и соответственно } I'_{c.32}$$

$$I_{32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{2(z_{c.мин} + z_{c.31})} \text{ и соответственно } I'_{c.32}$$

Для каждой из двух точек по выражению (1-30) определяются значения α_1 защиты 1:

$$\alpha_1 = (I'_{c.32} + \Delta I_1) / I_{c.31}; \quad \alpha'_1 = (I'_{c.32} + \Delta I_2) / I_{c.31}$$

где ΔI_1 и ΔI_2 должны приниматься в зависимости от типа реле, а также от того, в какой части характеристики токовой защиты 2 производится согласование (§ 1-1, п. «б»). По большому из этих двух коэффициентов (α_1) определяется по (1-30) уставка по времени защиты 1: $t_{y.31} = 0,9z_{c.31}\alpha_1$, где $z_{c.31}$ выбрано ранее по (1-31) и (1-32).

Построение в осях сопротивление (z) — время (t) характеристики токовой защиты 2 $t = f(I)$ при двухфазном к. з. (рис. 1-33, а) осуществляется путем пересчета нескольких точек этой характеристики по выражению, аналогичному (1-36):

$$z_3 = U_{\phi} / (1,15I_3) - (z_{c.мин} + z_{Л1}) \quad (1-45)$$

где $U_{\phi} = 6060$ В для сети 10 кВ; I_3 — ток через защиту, А; $z_{c.мин}$ — сопротивление питающей системы в минимальном режиме до места установки последующей дистанционной защиты 1, Ом; $z_{Л1}$ — сопротивление магистрального участка последующей линии, Ом (рис. 1-33, б); коэффициент 1,15 учитывает снижение чувствительности токовой защиты при двухфазном к. з. по сравнению с трехфазным.

Пример 1-13. Выбираются уставки дистанционной защиты 1 (рис. 1-33) только по условию согласования с предыдущей максимальной токовой защитой 2, выполненной на реле РТВ-IV по двухфазной двухрелейной схеме ($k_{сх} = 1$) с $I_{c.32} = 140$ А и $t_{c.32} = 1$ с при $3,5I_{c.32}$. Сопротивление системы $z_{c.мин} = 3$ Ом, приведенным к напряжению 10 кВ.

Решение 1. Сопротивление срабатывания защиты 1 определяется согласно (1-44):

$$z_{c.31} l \leq \frac{U_{\phi}}{k_n I_{c.32}} - z_{c.мин} = \frac{6060}{1,4 \cdot 140} - 3 = 28 \text{ Ом.}$$

2. Ток двухфазного к. з. в месте установки защиты 2

$$I_{32}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{2(z_{c.мин} + z_{Л1})} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6060}{2(3 + 10)} = 405 \text{ А.}$$

Этому току соответствует кратность для защиты 2 $k = I_{32}^{(2)} / I_{c.32} = 405 / 140 = 2,9$ и $I'_{c.32} = 1,1$ (по типовой односекундной характеристике реле РТВ-IV, приведенной в приложении); $t_{c.31} = t'_{c.32} + \Delta t_1 = 1,1 + 0,7 = 1,8$ с ($\Delta t_1 = 0,7$ с, поскольку согласование производится почти в установившейся части характеристики РТВ). Коэффициент $\alpha'_1 = 1,8 / 10 = 0,18$, где $z_{Л1} = 10$ Ом.

3. Ток двухфазного к. з. в конце зоны действия защиты 1

$$I_{32}^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\phi}}{2(z_{c.мин} + z_{c.31})} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6060}{2(3 + 28)} = 170 \text{ А.}$$

Этому току соответствует кратность для защиты 2 $k = 170 / 140 = 1,2$ и $I'_{c.32} = 5$ с; $t_{c.31} = t'_{c.32} + \Delta t_2 = 5 + 1 = 6$ с ($\Delta t_2 = 1$ с, поскольку согласование производится в зависимой части характеристики реле типа РТВ). Коэффициент $\alpha'_1 = 6 / 28 = 0,215$, где $z_{c.31} = 28$ Ом из п. 1.

4. По большему из найденных в пп. 2 и 3 значений α_1 определяется уставка по времени защиты $t_{y.з1} = \alpha_1 \cdot 0,9 z_{c.з1} = 0,215 \cdot 0,9 \cdot 28 = 5,4$ с.

5. Строится характеристика защиты 2 в осях $z-t$, для чего пересчитывается несколько точек типовой односекундной характеристики $t = f(I)$ реле РТВ-IV:

$k, \%$	120	130	160	190	220	250	280
$t_{c.з}, c$	5,1	4,5	3,0	2,3	1,8	1,5	1,2
$I_{з} = kI_{c.з}/100, A$	170	182	224	268	308	350	392
$z_3 = U_{ф}/(1,15I_{з}), \text{ Ом}$	31	29	23,5	19,7	17	15	13,5

В отличие от формулы (1-45) из величины z_3 не вычитается $z_{c.мин} + z_{л1}$, поскольку на карте селективности (рис. 1-33, а) отсчет сопротивлений ведется от нуля (от источника «бесконечной» мощности). После построения кривой 2 проводится характеристика $t = f(z)$ защиты 1. Окончательно определяется, что ступени Δt_1 и Δt_2 не менее требуемых.

3. Выбор уставок для случая, когда последующая защита — дистанционная типа ДЗ-10, а предыдущая — максимальная токовая с независимой характеристикой. Характеристика такой максимальной токовой защиты в осях $z-t$ представляется прямой, проходящей параллельно оси абсцисс, ордината которой равна $t_{c.з2}$ (штрихпунктирная прямая 2' на рис. 1-33, а). Условия согласования дистанционной защиты с максимальной токовой с независимой характеристикой такие же, как при согласовании с защитой с зависимой характеристикой, за исключением согласования по времени при к. з. в конце зоны действия последующей дистанционной защиты, поскольку достаточно обеспечить ступень селективности Δt_1 .

4. Согласование уставок для случая, когда последующая защита — максимальная токовая с зависимой характеристикой, а предыдущая — дистанционная типа ДЗ-10 (рис. 1-34). Максимальная токовая защита может быть выполнена на реле

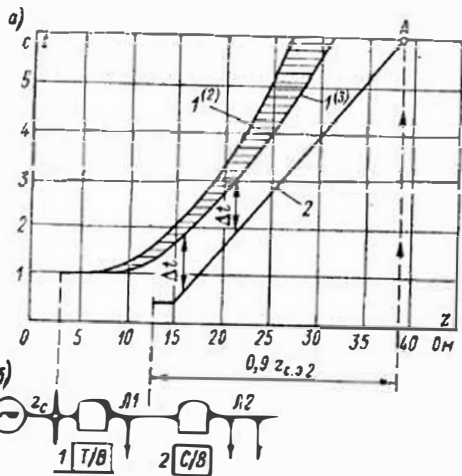


Рис. 1-34. Согласование уставок последующей максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой (1) и предыдущей дистанционной защиты типа ДЗ-10 или КРЗА-С (2) к примеру 1-14: а — карта селективности; б — расчетная схема

типа РТ-80 или РТВ. Выбор тока срабатывания максимальной токовой защиты по условию согласования чувствительности с дистанционной принципиально должен производиться с учетом возможного сопротивления электрической дуги в месте к. з. вблизи установки дистанционной защиты, поскольку увеличение активной составляющей сопротивления до места к. з. вызывает увеличение тока по сравнению со случаем металлического к. з. и, следовательно, удлиняет зону действия последующей максимальной защиты. Однако точный учет электрической дуги, как известно, невозможен, поскольку сопротивление дуги зависит от тока к. з., а ток к. з. — от сопротивления дуги [6]. Принимая во внимание, что в полном сопротивлении линий 10 кВ обычно велика активная составляющая, можно предположить, что сопротивление дуги не вызовет рассогласования рассматриваемых защит, уставки которых согласованы в расчете на металлическое к. з. (согласование максимальных защит

ров с дистанционными защитами отходящих линий рассматривается по согласованию этих защит линий 10 кВ производится при трехфазном к. з. в конце зоны действия предыдущей дистанционной защиты 2 в режиме питающей системы, когда ток к. з. максимальный:

$$I_{c.з1} \geq k_{н.с} I_{к.макс}^{(3)} \quad (1-46)$$

где $k_{н.с} \geq 1,2$; $I_{к.макс}^{(3)} = U_{ф}/(z_{c.макс} + z_{л1} + z_{c.з2})$ для схемы рис. 1-34.

Остальные условия выбора тока срабатывания максимальных токовых защит рассмотрены в § 1-1.

Согласование по времени этих защит заключается в том, чтобы обеспечить необходимую ступень селективности при всех к. з. в зоне их совместного действия. Из карты селективности (рис. 1-34, а) видно, что из-за различной формы характеристик зависимой максимальной токовой защиты 1 и дистанционной защиты 2 наибольшее сближение этих характеристик можно определить путем сравнения нескольких измерений. В точке наибольшего сближения необходимо обеспечить Δt в соответствии с типом реле и в зависимости от того, в какой части характеристики работает реле. Точку наибольшего сближения можно определить и аналитически по методике «Сельэнергопроект».

Пример 1-14. Производится согласование чувствительности и времени последующей максимальной токовой защиты с зависимой характеристикой линии Л1 (рис. 1-34, б) и предыдущей дистанционной защиты 2 типа ДЗ-10 на Л2. Сопротивление системы в максимальном режиме (до места установки защиты 1) $z_{c.макс} = 3$ Ом, сопротивления линий: $z_{л1} = 10$ Ом; $z_{л2} = 12$ Ом. Сопротивление срабатывания защиты 2 $z_{c.з2} = 29$ Ом, уставка по времени $t_{y.з2} = 6$ с.

Решение. 1. Рассчитывается максимальный ток при трехфазном к. з. в конце зоны действия защиты 2:

$$I_{к.макс}^{(3)} = U_{ф}/(z_{c.макс} + z_{л1} + z_{c.з2}) = 6060/(3 + 10 + 29) = 145 \text{ А.}$$

2. Ток срабатывания защиты 1 по (1-46) $I_{c.з1} \geq 1,2 \cdot 145 = 175 \text{ А.}$

3. Предположительно принимается односекундная характеристика реле РТВ-IV, которая строится для $I_{c.з1} = 175 \text{ А}$ в осях $z-t$ так же, как в предыдущем примере, но для трехфазного к. з. (характеристика $f^{(3)}$ на рис. 1-34, а):

$k, \%$	120	130	160	190	220	250	280	330
$t_{c.з}, c$	5,1	4,5	3,0	2,3	1,8	1,5	1,2	1,0
$I_{з} = kI_{c.з}/100, A$	210	228	280	330	385	435	490	580
$z_3 = U_{ф}/I_{з}, \text{ Ом}$	29	26,5	21,7	18,3	15,8	14	12,4	10,5

Для сравнения на рис. 1-34, а показана характеристика этой же защиты $f^{(2)}$ при двухфазных к. з.

4. Проводится наклонная характеристика защиты 2 таким образом, чтобы между ней и характеристикой $f^{(3)}$ на всем протяжении обеспечивались ступени селективности $\Delta t \geq 1$ с (поскольку согласование производится в зависимой части характеристики защиты 1). Точка А пересечения наклонной характеристики 2 и ординаты, соответствующей $t_{y.з2} = 0,9 z_{c.з2} = 0,9 \cdot 29 = 26$ Ом, определяет уставку по времени защиты 2: $t_{y.з2} = 6$ с, а также коэффициент наклона характеристики по формуле (1-30): $\alpha_2 = t_{y.з2}/(0,9 z_{c.з2}) = 6/(0,9 \cdot 29) = 0,23$. Если эта характеристика 2 проходит не ниже ранее выбранной по условиям согласования с предыдущими защитами и предохранителями, то расчет можно считать законченным.

5. Согласование уставок для случая, когда последующая защита — максимальная токовая с независимой характеристикой (1), а предыдущая — дистанционная (2) типа ДЗ-10 (рис. 1-35). Выбор тока срабатывания максимальной защиты по условию согласования чувствительности с дистанционной предварительно производится так же, как в предыдущем случае, — согласно формуле (1-46). Выбранному току $I_{c.з1}$ соответствует $z_{c.з1} = U_{ф}/I_{c.з1}$ при трехфазном к. з. (характеристика $f^{(3)}$ на рис. 1-35, а). Однако весьма вероятно, что выбранный по (1-46) $I_{c.з1}$ по-

требуется существенно увеличить (а $z_{c.з.}$, т. е. зону действия, соответственно уменьшить), для того чтобы выбрать $t_{c.з.}$ не более 1—2 с, как это принято для головных участков ВЛ 10 кВ.

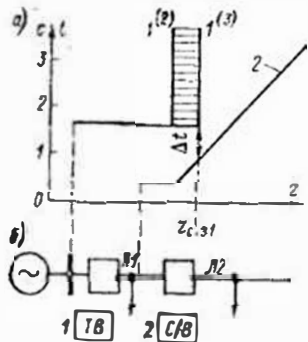


Рис. 1-35. Согласование уставок последующей максимальной токовой защиты с независимой характеристикой (1) и предыдущей дистанционной защиты типа ДЗ-10 или КРЗА-С (2): а — карта селективности; б — расчетная схема

весьма затруднительно, особенно на длинных ВЛ 10 кВ, где требуются небольшие значения тока срабатывания максимальных токовых защит.

В. Примеры расчета токовых отсечек на ВЛ 6 и 10 кВ

Основные условия расчета токовых отсечек рассмотрены в § 1-2.

Пример 1-16. Рассчитывается селективная токовая отсечка ВЛ 10 кВ. Схема линии дана на рис. 1-36, где приведены значения токов к. з.

Решение. 1. Определяется ток срабатывания селективной отсечки по условию отстройки от к. з. в конце участка АБ (где подключен первый трансформатор, защищаемый предохранителями). По условию (1-11) и табл. 1-2 ток срабатывания отсечки должен быть $I_{c.о} \geq 1,4 \cdot 500 = 700$ А (реле РТМ).

2. Проверяется надежность отстройки отсечки от бросков тока намагничивания по выражениям (1-13) и (1-12):

$$om. тр (100 + 600) / (\sqrt{3} \cdot 10) = 40 \text{ А};$$

$$I_{c.о} \geq (4 \div 5) 40 = 160 \div 200 \text{ А} < 700 \text{ А}.$$

3. Выбирается схема включения реле отсечки, тип реле и ток срабатывания его. Вначале рассматривается наиболее простой и дешевый вариант выполнения отсечки с одним реле прямого действия типа РТМ, включенным на разность токов двух фаз (рис. 1-37, а), $n_T = 50/5$. Ток срабатывания реле 3 по выражению (1-6) $I_{c.р} = 700 \cdot \sqrt{3}/10 = 120$ А. Принимается реле РТМ-1V с уставкой 125 А.

срабатывания реле может быть установлен 120 А, так как реле РТМ имеет плавную регулировку тока срабатывания.

4. Определяется наименьшее значение коэффициента чувствительности отсечки, которое соответствует двухфазному к. з. в месте выключения реле (на рис. 1-37, а реле 3) $k_{сч} = 1$ и ток срабатывания отсечки (первичный) $I_{c.о} = I_{c.р} \cdot n_T = 120 \cdot 10 = 1200$ А. Коэффициент чувствительности по выражению (1-5а) $k_{сч}^{(2)} = 0,865 \times 1350/1200 = 0,97$, т. е. меньше требуемого значения 1,2 !!!

5. Для повышения чувствительности отсечки принимается схема с двумя реле типа РТМ, включенными на фазные токи (схема неполной звезды на рис. 1-37, б). Ток срабатывания реле 3, 4 по выражению (1-6) $I_{c.р} = 700/10 = 70$ А. Принимается реле РТМ-1V с уставкой 75 А. При всех видах к. з. у этой схемы $k_{сч} = 1$ и ток срабатывания отсечки (первичный) равен 700 А. Коэффициенты чувствительности при к. з. в месте установки отсечки равны: при трехфазном — 1,93, при двухфазном — 1,67, что выше, чем 1,2. Полезно определить

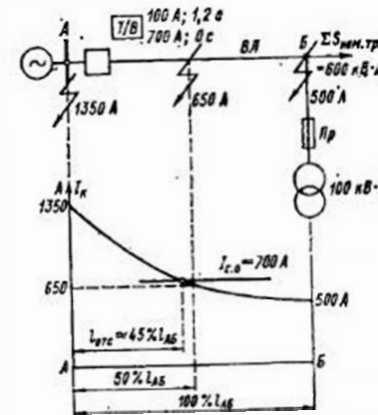


Рис. 1-36. Графическое определение зон действия токовых отсечек к примеру 1-16

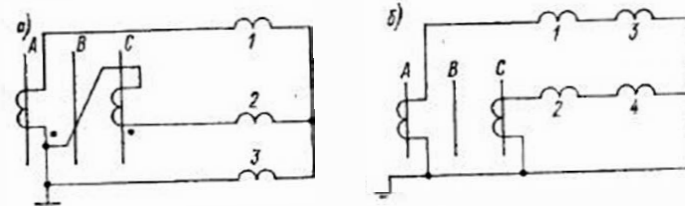


Рис. 1-37. Схемы максимальной токовой защиты и токовой отсечки к примеру 1-16: а — схема включения реле 1, 2 максимальной защиты на фазные токи, а реле 3 токовой отсечки — на разность токов двух фаз; б — схема включения реле 1, 2 максимальной защиты и реле 3, 4 токовой отсечки на фазные токи (неполная звезда)

и зону действия отсечки (§ 1-2). Из рис. 1-36 видно, что при трехфазных к. з. отсечка с двумя реле и $I_{c.о} = 700$ А охватывает примерно 45 % участка АБ. При двухфазных к. з. зона действия отсечки около 35 %.

6. Производится расчетная проверка на 10 %-ную погрешность трансформаторов тока типа ТПЛ-10 для схемы защиты на рис. 1-37, б в соответствии с § 1-3. По выражению (1-15) определяется предель-

ная кратность по большому току срабатывания: $k_{10} = 1,1 I_{c.0} / I_{ном.ТТ} = 1,1 \cdot 700 / 50 = 15,4$. Для максимальной токовой защиты $I_{c.з} = 1,3 \cdot 1,25 \cdot 40 / 0,65 = 100$ А, а $k_{10} = 1,1 I_{согл} / I_{ном.ТТ} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 100 / 50 = 3,5$, т. е. меньше, чем для отсечки. По рис. 1-13, а при $k_{10} = 15,4$ допустимая нагрузка трансформаторов тока $z_{н.доп} = 0,4$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка трансформаторов тока рассчитывается по выражению из табл. 1-5: $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_{РТВ} + z_{РТМ} + r_{пер}$. Сопротивление реле типа РТВ-1 при втянутом якоре при уставке 10 А ($I_{c.п} = 100$ А) подсчитывается по выражению (1-23): $z_{РТВ} = 113 / 10^2 = 1,13$ Ом, где $S = 113$ В·А (табл. 11-6). С учетом снижения сопротивления реле при больших кратностях тока примерно на 20 %: $z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом (пример 1-6). Таким образом, сопротивление только реле РТВ превышает допустимое значение 0,4 Ом и, следовательно, погрешность трансформаторов тока значительно превышает 10 %. В этом случае следует рассмотреть несколько вариантов обеспечения надежности и чувствительности токовой отсечки.

а. Проверить чувствительность токовой отсечки на реле РТМ с учетом фактической погрешности трансформаторов тока. Чувствительность отсечки определяется по выражению, аналогичному (1-7), но без коэффициента возврата реле. Значение токовой погрешности трансформаторов тока определяется при максимальном расчетном токе к.з. в конце зоны надежного действия отсечки, т. е. при $I_{к.макс} = k_4 I_{c.0} = 1,2 \cdot 700 = 840$ А. Расчет производится по методике § 1-3, а именно:

определяется значение $k_{макс} = I_{к.макс} / I_{ном.ТТ} = 840 / 50 = 16,8$;

определяется фактическое расчетное сопротивление вторичной нагрузки на трансформаторы тока: $r_{пр} = 0,06$ Ом — из примера (1-1); $z_{РТМ} = 0,8 \cdot 570 / 70^2 = 0,1$ Ом, где $S = 570$ В·А для РТМ-IV при втянутом якоре, $I_{c.р} = 70$ А из п. 5 этого примера, 0,8 — коэффициент, учитывающий, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит раньше, чем якорь реле дойдет до упора и сопротивление реле станет равным значению, соответствующему втянутому положению якоря [14]; $z_{РТВ} = 0,9$ Ом (см. выше); $r_{пер} = 0,1$ Ом; таким образом $z_{н.расч} = 0,12 + 0,1 + 0,9 + 0,1 = 1,2$ Ом (табл. 1-5);

по кривой предельных кратностей (рис. 1-13, а) находим, что значению $z_{н} = 1,2$ Ом соответствует $k_{10доп} = 8$;

по выражению (1-18) определяется коэффициент $A = k_{макс} / k_{10доп} = 16,8 / 8 = 2,1$;

по зависимости $A = \psi(f)$ на рис. 1-14 определяется $f = 42$ %;

определяются коэффициенты чувствительности отсечки с учетом снижения тока в реле: $k_4^{(2)} = I_{р.мин}^{(2)} (1 - f/100) / I_{c.р} = 116,7 \times 0,58 / 70 = 0,96$, где $I_{р.мин}^{(2)} = 0,865 \cdot 1350 / 10 = 116,7$. При трехфазном к.з. $k_4 = 1,1$. Для максимальной токовой защиты с реле РТВ коэффициенты чувствительности будут выше, поскольку ток срабатывания значительно меньше (10 А). Очевидно, что отсечка с таким недопустимо низким коэффициентом чувствительности будет неэффективной.

ре обмотки одного и того же РТМ — на обмотку класса 0,5 А, а реле РТВ — на обмотку 10 А и измерительных приборов (рис. 1-13, б). В заключение определенных требований, которые рассматриваются далее для трансформаторов тока типа ТПЛ с $n_T = 100/5$.

Проверяются на 10 %-ную погрешность трансформаторы тока класса 0,5 при токе срабатывания отсечки: $k_{10} = 1,1 \cdot 700 / 100 = 7,7$. При этом $z_{н.доп} = 0,65$ Ом. Сопротивление реле РТМ при токе срабатывания $700 / 20 = 35$ А (уставка 30 А) $z_{РТМ} = 0,8 \cdot 220 / 30^2 = 0,2$ Ом. Расчетное сопротивление $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,06 + 0,2 + 0,07 + 0,1 = 0,49$ Ом, где 0,07 Ом — сумма сопротивлений амперметра (0,03 Ом) и двух счетчиков (по 0,02 Ом). Таким образом, погрешность трансформаторов тока класса 0,5 менее 10 % и коэффициент чувствительности отсечки $k_4 = 0,865 \cdot 1350 / 700 = 1,66$, что больше требуемого (1,2).

Сопротивление нагрузки на эти же трансформаторы тока в нормальном симметричном режиме рассчитывается с учетом того, что якорь реле РТМ находится в нижнем положении и сопротивление реле $z_p = 66 / 30^2 = 0,07$ Ом. Суммарное расчетное сопротивление $z_{н.расч} = 0,12 + 0,07 + 0,07 + 0,1 = 0,36$ Ом, что меньше, чем допускается для этих трансформаторов тока из условия работы с нормируемой погрешностью: $z_{ном} = 0,4$ Ом [14]. Следовательно, включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса 0,5 может быть допущено, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии.

Для класса Р проверка на 10 %-ную погрешность производится при токе перехода характеристики срабатывания реле РТВ-1 в независимую часть: $k_{10} = 1,1 \cdot 1,6 \cdot 100 / 100 = 1,76$. Значение $z_{н.доп} = 5,5$ Ом. Суммарное расчетное сопротивление $z_{н.расч} = 0,12 + 3,6 + 0,1 = 3,82$ Ом, где $z_{РТВ} = 3,6$ Ом (см. выше). Таким образом, и для класса Р обеспечивается погрешность менее 10 %.

д. Выполнить защиту линии с помощью реле другого типа, например РТ-85, включенными по схеме с дешунтированием электромагнитов отключения ЭО (рис. 1-8). При выбранном токе срабатывания максимальной токовой защиты $I_{с.з} = 100$ А и $n_T = 50/5$ ток срабатывания реле РТ-85 (для индукционного элемента) $I_{с.р} = 10$ А. Кратность отсечки $k_{10} = 700/100 = 7$, что и принимается в качестве установки электромагнитного элемента реле. Сопротивление реле РТ-85 по выражению (1-23) $z_p = 10/10^2 = 0,1$ Ом, где $S = 10$ В·А [12], а суммарное сопротивление нагрузки до дешунтирования ЭО $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,06 + 0,1 + 0,1 = 0,32$ Ом. Это меньше, чем допустимое значение $z_{н.доп} = 0,4$ Ом, которое было определено выше для предельной кратности $k_{10} = 15,4$. Следовательно, до дешунтирования обеспечивается работа трансформаторов тока с погрешностью не более 10 %.

Расчетная проверка трансформаторов тока и раздельное определение чувствительности защиты и ЭО после дешунтирования ЭО производится аналогично примеру 1-4 в соответствии с указаниями § 1-3. После дешунтирования погрешность трансформаторов тока $f > 10$ %, поскольку сопротивление ЭО $z_{ЭО} = 2,3$ Ом значительно больше, чем допустимое значение $z_{н.доп} = 0,4$ Ом, соответствующее $k_{10} = 15,4$. Погрешность более 10 % определяется по зависимости $f = \psi(A)$ на рис. 1-14 по значению коэффициента $A = k_{макс}/k_{10доп} = 16,8/4,5 = 3,7$, где $k_{10доп} = 4,5$ соответствует фактической нагрузке трансформаторов тока после дешунтирования ЭО: $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,06 + 0,1 + 0,1 + 2,3 = 2,6$ Ом и определяется по рис. 1-13, а. При $A = 3,7$ погрешность $f = 62$ % (рис. 1-14).

Чувствительность токовой отсечки с учетом снижения тока в реле РТ-85 после дешунтирования ЭО по выражению (1-7) $k_{10}^{(2)} = 116,7 \cdot 0,38 / (0,38 \cdot 70) = 1,66 > 1,2$, т. е. не изменяется по сравнению с режимом до дешунтирования ЭО.

Чувствительность ЭО по выражению (1-8) при том же значении погрешности трансформаторов тока (с запасом) $k_{10}^{(2)} = 116,7 \cdot 0,38/5 = 9 \gg 1,5$, где $I_{сЭО} = 5$ А (реле РТМ).

Прделаем такой же расчет при использовании ЭО с более высоким сопротивлением. По предварительным данным сопротивление ЭО от выключателя ВК-10 в новых ячейках серии К-47 при тех же условиях будет примерно 4 Ом (ток срабатывания 3,5 А). Значение $z_{н.расч} = 4,5$ Ом соответствует $k_{10доп} = 3,7$ (по кривой предельных кратностей трансформаторов тока ТВЛМ-10, ТЛМ-10, приведенной в приложении, для класса Р). С учетом сопротивления проводов и реле $z_{н.расч} = 5$ Ом (с запасом) и $k_{10доп} = 3,5$. Коэффициент $A = 15,4/3,5 = 4,4$, $f = 67$ % (рис. 1-14). Коэффициент чувствительности отсечки, определяемый с учетом $k_p \approx 0,3 \div 0,4$, по выражению (1-7) остается таким же, как и до дешунтирования ЭО. Чувствительность ЭО также достаточна.

Необходимо проверить точность работы реле типа РТ-85 при максимальном значении тока к. з. (1350 А, рис. 1-3б). По значению $z_{н.расч} = 0,32$ Ом до дешунтирования ЭО определяется $k_{10доп} = 18$ (рис. 1-13, а), затем $k_{макс} = 1350/50 = 27$ и коэффициент $A =$

$= 27/18 = 1,5$, при котором $f = 30$ % (рис. 1-14), что меньше 50 % (табл. 1-3).

Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при максимальной кратности тока к. з. $k_{макс} = 27$ после дешунтирования ЭО по выражению (1-19) $U_{2макс} = 1,41 \cdot 27 \cdot 5 \cdot 2,6 = 495$ В < 1400 В.

Проверяется допустимость использования реле РТ-85 по условию (1-9): $I_{н.макс} = 1350/10 = 135$ А < 150 А. Выполненные расчеты указывают на допустимость использования реле РТ-85 в заданных условиях.

Пример 1-17. Рассчитывается неселективная токовая отсечка линии 10 кВ на подстанции, питающей синхронные двигатели [13]. Для предотвращения нарушения устойчивости работы синхронных двигателей все трехфазные к. з. на линии, вызывающие снижение напряжения на шинах 10 кВ этой подстанции ниже 55 % номинального, должны отключаться без выдержки времени. По этому условию прежде всего и выбирается ток срабатывания отсечки.

Решение. 1. Определяется ток срабатывания отсечки по выражению (1-14):

$$I_{с.о} \leq \frac{U_{с.мин}}{\sqrt{3} k_n (z_{с.мин} + k_{о.с.мин})} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 1,1 (3 + 1,22 \cdot 3)} = 790 \text{ А,}$$

где $k_o = 0,55 / (1 - 0,55) = 1,22$ (рис. 1-11); $z_{с.мин} = 3$ Ом, приведенным к напряжению 10 кВ — сопротивление питающей энергосистемы (задано).

2. Производится согласование неселективной токовой отсечки с плавкими предохранителями ПКТ-10, установленными на наиболее мощном трансформаторе, подключенном к защищаемой линии (мощность трансформатора 400 кВ·А, номинальный ток предохранителей 50 А). По типовой защитной характеристике ПКТ-10-50 (см. приложение) находится время плавления при расчетном токе $I_{расч} = I_{с.о} / 1,2 = 790 / 1,2 = 660$ А. Это время равно 0,1 с. Время горения электрической дуги может не учитываться, так как дуга погаснет во время бестоковой паузы перед АПВ линии.

Для успешного действия устройства АПВ необходимо, чтобы найденное время плавления предохранителя (0,1 с) было меньше, чем время действия защиты плюс время гашения дуги выключателем линии [7]. Поэтому не следует выполнять неселективную отсечку на реле прямого действия типа РТМ, у которых собственное время срабатывания очень мало (0,02—0,04 с). Вместе с временем гашения дуги выключателем линии 10 (6) кВ общее время может составить также около 0,1 с, таким образом, плавкий элемент предохранителя не успеет расплавиться и АПВ линии будет unsuccessful. Рекомендуется выполнить неселективную отсечку по схемам с реле косвенного действия типа РТ-85 (рис. 1-8) или РТ-40 (рис. 1-19), время срабатывания которых с учетом времени срабатывания дешунтируемых ЭО и промежуточных реле находится в пределах 0,08—0,12 с. Таким образом, схема неселективной отсечки и типы реле выбираются

в соответствии в рассчитанным временем плавления предохранителя наиболее мощного трансформатора при расчетном токе к. з.

3. Проверяется невозможность срабатывания (отстройка) неселективной отсечки при бросках тока намагничивания всех трансформаторов, которые берутся под напряжение при включении линии, по выражению (1-12): $I_{c.0} \geq (4 \div 5) 100 = 400 \div 500 \text{ А} < 790 \text{ А}$, где 100 А — сумма номинальных токов трансформаторов (задано).

4. Проверяется отстройка отсечки от к. з. за наиболее мощным трансформатором, подключенным к линии. Мощность трансформатора 400 кВ·А, $u_n = 4,5 \%$, $z_{TP} = 11,25 \text{ Ом}$ по выражениям (1-38) и (1-38а). Ток трехфазного к. з. за трансформатором с учетом сопротивления энергосистемы в максимальном режиме ее работы (2,5 Ом) равен 441 А. При выполнении отсечки на реле РТ-85 по условию (1-11) и табл. 1-2 $I_{c.0} \geq 1,6 \cdot 441 = 706 \text{ А}$, что меньше ранее выбранного тока 790 А и, следовательно, неселективная отсечка не сможет излишне срабатывать при к. з. за трансформаторами, подключенными к линии.

5. Проверка трансформаторов тока и определение чувствительности отсечки и ЭО с учетом погрешности трансформаторов тока производится так же, как в предыдущих примерах, где применяются реле типа РТ-85 и РП-341, дешунтирующие ЭО.

Подобным образом рассчитываются и неселективные отсечки линий 10 (6) кВ, устанавливаемые из необходимости обеспечения нормальной работы специальных электроустановок, не допускающих снижения напряжения ниже определенного значения, а также обеспечения термической стойкости защищаемой линии, когда не допускается отключение к. з. с выдержкой времени, или для обеспечения селективности с защитой питающего элемента (последующего), для которой по каким-либо причинам нельзя выбрать время срабатывания большим 0,4—0,7 с. Последнее особенно часто встречается на подстанциях 35/10 кВ, где трансформаторы мощностью более 1 МВ·А защищаются плавкими предохранителями типа ПС-35 [10].

1.5. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ГОРОДСКИХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 И 10 КВ

1. Общие сведения

Городские сети напряжением 10 и 6 кВ выполняются, как правило, кабельными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). Питание городской сети осуществляется от шин генераторного напряжения теплоэлектростанций (ТЭЦ) или шин крупных городских подстанций. Линии, отходящие от них, обычно реактируются. Эти линии часто выполняются из двух или более кабелей. Широко применяется параллельная работа кабельных линий, питающихся от одного источника. С увеличением числа параллельно работающих линий усложняется согласование релейной защиты этих линий с защитой питающих элементов (§ 1-1).

Для экономии выключателей и ячеек распределительных устройств часто применяется присоединение с одним выключателем двух кабельных линий, идущих на разные подстанции (рис. 1-40). Распределительные пункты (РП) и трансформаторные подстанции (РТП), питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР).

Релейная защита кабельных линий 6 и 10 кВ со стороны источников питания осуществляется в соответствии с «Правилами» ПП как от многофазных коротких замыканий, так и от однофазных замыканий на землю. Последняя выполняется в виде групповой или индивидуальной защиты, как правило, с действием на сигнал и показывает оперативному дежурному персоналу направление для дальнейших поисков поврежденного элемента, а затем и места однофазного замыкания на землю. Сигнализация замыканий на землю в этой книге не рассматривается.

Защита от многофазных к. з. со стороны источников питания предусматривается в двухфазном исполнении (схема неполной звезды), причем трансформаторы тока включаются в один и те же фазы во всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного из двух мест однофазных замыканий на землю. Как правило, защита выполняется двухрелейной, а при наличии в питаемой сети трансформаторов со схемой соединения обмоток $\Delta/\text{Y}-11$ — трехрелейной для повышения чувствительности защиты линии при двухфазных к. з. за этими трансформаторами (см. § 1-4 и 2-1). Однорелейная схема, имеющая ряд существенных недостатков, рассмотренных в § 1-1, в настоящее время не применяется. Защита от многофазных к. з. со стороны источников питания выполняется, как правило, одноступенчатой в виде максимальной токовой защиты. Токвые отсечки применяются на неактивированных линиях при необходимости быстрого отключения к. з., вызывающих снижение напряжения ниже 0,5—0,6 номинального на шинах генераторного напряжения электростанций, а также подстанций, питающих крупные синхронные двигатели (§ 1-2). На реактированных линиях, выключатели которых не рассчитаны на отключение к. з. до реактора, токовые отсечки не должны применяться.

Максимальная токовая защита выполняется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени. В первом случае используются реле тока типа РТ-80 или типа РТВ, во втором — реле тока типа РТ-40 и реле времени РВ [12]. Из новых многофункциональных устройств защиты, выполняемых на интегральных микросхемах, для защиты кабельных линий, отходящих от электростанций и крупных подстанций, может применяться устройство типа ЯРЭ-2201 [8]. Это устройство, выпускаемое электротехнической промышленностью специально для КРУ-6,10 кВ, может быть заказано с максимальной токовой защитой, имеющей независимую или плавно зависимую от тока характеристику выдержки времени (см. пример 1-26). Применение этого и других подобных устройств защиты, выполненных на базе микроэлектроники, должно привести

к ускорению отключений к. з. за счет снижения ступеней селективности между защитами последовательно включенных линий, повысить селективность, чувствительность и надежность защиты сетей 6 и 10 кВ.

На приемных концах параллельно работающих линий устанавливаются токовые направленные защиты или поперечные дифференциальные защиты. Токовые направленные защиты удобнее в эксплуатации и не препятствуют увеличению числа параллельно работающих линий. Реже применяются продольные дифференциальные защиты, что объясняется отсутствием простой и надежной аппаратуры и высокой стоимостью соединительных проводов (кабелей). Однако применение продольной дифференциальной защиты линий не освобождает от установки максимальной токовой защиты для отключения к. з. на шинах приемной подстанции.

На параллельных линиях, питающих подстанции с синхронными двигателями, для ускорения отключения к. з. могут дополнительно предусматриваться защиты с контролем направления мощности в параллельной линии.

По городским кабельным сетям происходит электроснабжение жилых кварталов (коммунально-бытовая нагрузка), относительно небольших промышленных предприятий, а также сельскохозяйственных комплексов, расположенных близ города. Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит и токовых отсечек производится в соответствии с условиями, рассмотренными в § 1-1 и 1-2, с учетом характера нагрузки. Расчеты токов к. з. в кабельных сетях производятся с учетом активной составляющей сопротивлений кабелей (см. приложение). Особенности схем городских кабельных сетей и особенности выполнения и расчетов устройств релейной защиты рассмотрены в примерах 1-18 — 1-25.

2. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты радиальных кабельных линий 6 и 10 кВ

Пример 1-18. Выбираются уставки максимальной защиты радиальной кабельной линии, питающей жилой район (бытовая нагрузка). Исходные данные приведены на схеме рис. 1-38. Защита 4 выполняется по схеме неполной звезды на постоянном оперативном токе с реле типа РТ-81.

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з. По заданному току к. з. на шинах 6 кВ ЦП1 (19 000 А) определяется сопротивление системы

$$z_c \approx x_c = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 19\,000) = 0,192 \text{ Ом.}$$

Если задана мощность к. з. на шинах 6 кВ (например, 206 МВ·А), то сопротивление системы вычисляется как $z_c \approx x_c = 6,3^2 / 206 = 0,192 \text{ Ом.}$

Определяются сопротивления: реактора типа РБА-6-300-5 %

$$x_p = \frac{x_{pU_{ном}}}{100 \sqrt{3} I_{ном}} = \frac{5 \cdot 600}{100 \sqrt{3} \cdot 300} = 0,58 \text{ Ом;}$$

кабеля АСБ-3 × 120 $x_{каб} = x_{уд} l = 0,076 \cdot 2 = 0,152 \text{ Ом; } r_{каб} = r_{уд} l = 0,258 \cdot 2 = 0,516 \text{ Ом,}$ где $x_{уд}, r_{уд}$ — индуктивное и активное сопротивление 1 км кабеля (см. приложение). Сопротивление до точки к. з. на шинах РТП1: $x_{\Sigma} = 0,192 + 0,58 + 0,152 = 0,924 \text{ Ом; } r_{\Sigma} = 0,516 \text{ Ом; } z_{\Sigma} = \sqrt{0,924^2 + 0,516^2} = 1,06 \text{ Ом.}$ Ток трехфазного к. з. на шинах РТП1 $I_k^{(3)} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1,06) \approx 3500 \text{ А.}$ Аналогично рассчитываются токи к. з. для других точек (рис. 1-38).

2. Выбирается ток срабатывания максимальной защиты 4 по условию (1-1). Рабочий максимальный ток линии принимается равным длительно допустимому току кабеля [1]: $I_{раб. макс} = 260 \text{ А.}$ Учитывая, что линия питает бытовую нагрузку, принимаем по опыту эксплуатации $k_{с.п} \approx 1,2 \div 1,3.$ Тогда $I_{с.р} \geq 1,2 \times 1,25 \cdot 260 / 0,8 \approx 500 \text{ А.}$ Ток срабатывания защиты 4 по условию (1-4) согласования чувствительности с защитой 2 при удаленном к. з. в сети РТП2:

$$I_{с.р4} \geq 1,3 (360 + 60) = 540 \text{ А}$$

где 60 А — суммарный рабочий ток неповрежденных элементов, определяется как 0,7 от суммы номинальных токов двух трансформаторов мощностью по 400 кВ·А каждый на РТП1 (рис. 1-38) в связи с тем, что они резервируют друг друга.

3. Определяется по выражению (1-6) ток срабатывания реле защиты 4: $I_{с.р} = 540 \cdot 1/60 = 9 \text{ А,}$ где $k_{с.к} = 1,$ а $n_T = 300/5$ (рис. 1-38). Уставка 9 А на реле РТ-81/1 имеется.

Определяются коэффициенты чувствительности защиты 4: в основной зоне $k_{\Sigma, осн}^{(2)} = 0,865 \cdot 3500 / 540 = 5,6 > 1,5;$ в зоне резервирования при к. з. на шинах 6 кВ РТП2 $k_{\Sigma, рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 2000 / 540 = 3,2 > 1,2;$ то же при к. з. за трансформатором Тр1 (или Тр2) мощностью 400 кВ·А: $k_{\Sigma, рез}^{(2)} = 0,865 \cdot 710 / 540 = 1,14 < 1,2.$ Здесь дальнейшее резервирование не обеспечивается даже при металлическом к. з., как предусматривают «Правила» [1], а при к. з. на стороне 0,4 кВ через переходное сопротивление ток к. з. будет иметь еще меньшее значение [19]. В связи с этим «Правила» [1] допускают не резервировать к. з. за трансформаторами малой мощности.

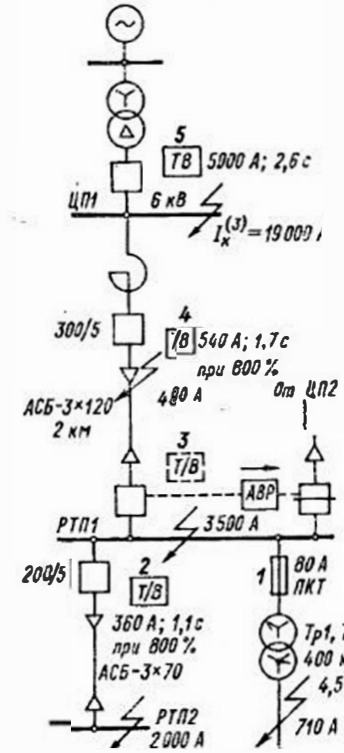


Рис. 1-38. Расчетная схема участка кабельной сети к примеру 1-18
Т/В — максимальная токовая защита с зависимой характеристикой; ТВ — то же с независимой характеристикой; ПКТ — плавкие предохранители (токи приведены к напряжению 6 кВ)

4. Выбирается характеристика времени срабатывания защиты 4 (реле РТ-80). На карте селективности (рис. 1-39) строятся характеристика срабатывания предыдущей защиты 2 на реле РТ-80 (360 А; 1,1 с в установившейся части) и расчетная ампер-секундная характеристика I плавких предохранителей ПКТ-6-80 (номинальный ток 80 А). Расчетная ампер-секундная характеристика смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой, приведенной в приложении (см. пример 1-1). Характеристика времени срабатывания защиты 4 должна отвечать следующим требованиям.

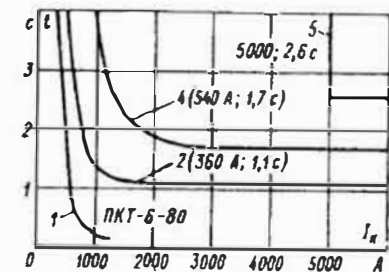


Рис. 1-39. Карта селективности к примеру 1-18 (расчетная схема на рис. 1-38)
Токи приведены к напряжению 6 кВ

а. Ток срабатывания защиты 4 должен быть не менее чем на 10 % больше тока плавления предохранителя 1, соответствующего времени действия защиты 4 в начальной стадии характеристики 4 (около 5 с). При $t_{пл} = 5$ с ток плавления предохранителей ПКТ-6-80 не превышает 320 А (см. приложение). Выбранный ранее ток срабатывания защиты 4 (540 А) соответствует этому условию.

б. Степень селективности между защитами 4 и 2 при токе $I_{к^{(3)}}$ = 3500 А должна быть не менее 0,6 с. Поскольку при таком токе реле защит 4 и 2 работают уже в независимой части характеристик, для защиты 4 выбирается характеристика с $t_{с.з} = 1,7$ с в независимой части и наносится на карту селективности (рис. 1-39).

в. Степень селективности между защитой трансформатора с независимой характеристикой (уставки защиты 5: 5000 А и 2,6 с) и защитой 4 должна быть не менее 0,6 с при токе к. з., равном 5000 А. Это условие выполняется. Таким образом, характеристика времени срабатывания защиты 4 обеспечивает селективность при всех значениях тока к. з. (рис. 1-39). Уставки защиты 4 наносятся на схему сети (рис. 1-38).

5. В данном примере имеется возможность селективной настройки защиты 3, установленной на приемном конце кабельной линии (рис. 1-38). При к. з. на шинах РТП1 защита 3 срабатывает раньше, чем защита 4, что облегчит оперативному персоналу определение поврежденного элемента. Для этого выбранные уставки защиты 4 (540 А; 1,7 с) следует установить на защите 3, а для защиты 4 принять несколько большие: $I_{с.з4} = 600$ А и $t_{с.з4} = 2$ с при 800 % $I_{с.з4}$. Селективность и чувствительность защит при этом сохраняются.

6. Производится проверка допустимости выбранного времени срабатывания максимальной токовой защиты 4 по условию термической стойкости кабельной линии. По выражению (1-25а) минимальное допустимое сечение кабеля

$$s_{мин} = 4800 \cdot \sqrt{1,8/91} = 71 \text{ мм}^2,$$

где $t_{отк} = t_{с.з4} + t_{о.в} = 1,7 + 0,1 \text{ с} = 1,8 \text{ с}$ по выражению (1-26); 4800 А — ток при к. з. в начале линии (рис. 1-38). Сечение кабеля (120 мм²) значительно больше, чем минимально допустимое (71 мм²), следовательно, выбранное ранее время срабатывания защиты 4 (1,7 с) может быть принято.

7. Производится расчетная проверка трансформаторов тока защиты 4 в соответствии с указаниями § 1-3.

а. Проверка на 10 %-ную погрешность. По выражению (1-15) предельная кратность $k_{п} = 1,1 \cdot 3000/300 = 11$, где 3000 А — значение тока, соответствующее началу независимой части характеристики защиты 4 (рис. 1-39). Допустимое значение сопротивления нагрузки при этом $z_{н.доп} = 0,8 \text{ Ом}$ (рис. 1-13, а). Наибольшая фактическая расчетная нагрузка трансформатора тока для схемы неполной звезды (табл. 1-5) $z_{н.расч} = 2r_{пр} + z_p + r_{пер} = 2 \cdot 0,18 + 0,124 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом}$, где $r_{пр} = 25/(34,5 \cdot 4) = 0,18 \text{ Ом}$ по выражению (1-22) при $l = 25 \text{ м}$, $s = 4 \text{ мм}^2$, провод — алюминиевый; $z_p = 10/9^2 = 0,124 \text{ Ом}$ по выражению (1-23) при $S = 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ для реле РТ-80 [12] и $I_{с.р} = 9,0 \text{ А}$ (уставка). Фактическое расчетное значение сопротивления нагрузки (0,6 Ом) меньше допустимого (0,8 Ом), и, следовательно, погрешность трансформаторов тока менее 10 %.

б. Определение погрешности трансформаторов тока при максимальном токе к. з. в начале защищаемой линии. По кривой предельных кратностей (рис. 1-13, а) определяется допустимая предельная кратность $k_{1доп} = 13$, соответствующая $z_{н.расч} = 0,6 \text{ Ом}$. Максимальная кратность тока к. з. $k_{макс} = 4800/300 = 16$. По выражению (1-18а) значение $A = 16/13 = 1,2$, чему соответствует значение погрешности $f \approx 15 \%$ (рис. 1-14), т. е. значительно меньше допустимого (50 % — табл. 1-3).

в. Расчет максимального значения напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока производится по выражению (1-19) при максимальной кратности тока к. з. $k_{макс} = 16$ (п. «б») $U_{2макс} = \sqrt{2} \cdot 16 \cdot 5 \cdot 0,6 = 70 \text{ В}$, что меньше, чем допускается в настоящее время (1400 В). Таким образом, трансформаторы тока удовлетворяют всем современным требованиям. При выполнении защиты 4 на переменном оперативном токе по схеме с дешунтированием отключающих катушек выключателя (ЭО) с помощью реле РТ-85 должны быть произведены дополнительные расчеты, рассмотренные в примерах 1-4 и 1-19.

Пример 1-19. Производится расчет уставок максимальных токовых защит двух кабельных линий, присоединенных через один выключатель к питающей подстанции ЦП1 (рис. 1-40). Нагрузка — бытовая (жилые районы). В отличие от схемы рис. 1-38 здесь обязательна установка на приемных концах линий максимальных токовых защит 3 и 3' для предотвращения отключения всей линии защитой 4 при к. з. на РП1 или РП2.

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з. при питании от ЦП1. Результаты расчета наносятся на схему (рис. 1-40).

2. Выбирается ток срабатывания защит 3 и 3' по условию (1-1), принимая $I_{р.б.макс} = I_{дл.доп}$ [1]. Защита выполнена с двумя реле

типа РТ-85 по схеме с дешунтированием электромагнитов отключения (рис. 1-8), $I_{с.з.з} = 1,2 \cdot 1,25 \cdot 260 / 0,8 \approx 500$ А.

Выбирается ток срабатывания этих же защит по условию (1-4) согласования чувствительности с одной из предыдущих защит 1 или 2, которая имеет наибольший ток и время срабатывания. Такой защитой в примере является защита 1 (200 А; 0,5 с). Максимальный рабочий ток остальных линий принимается равным 150 А для РЛД

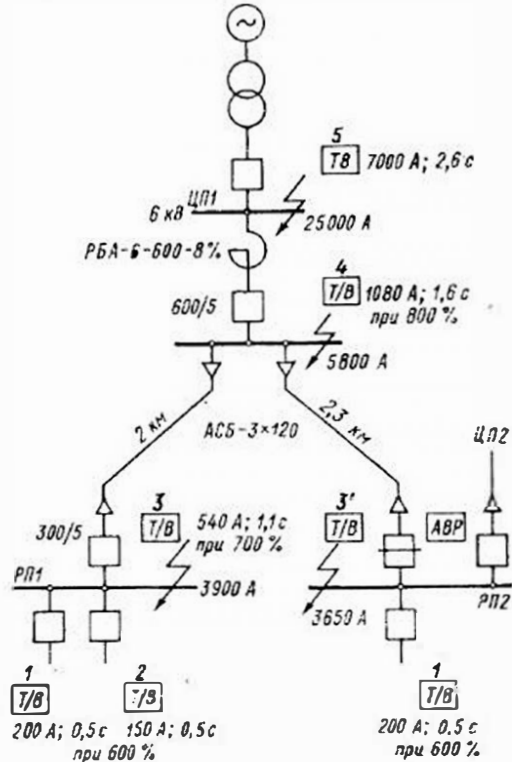


Рис. 1-40. Расчетная схема участка кабельной сети к примеру 1-19

и РП2. Ток срабатывания защиты 3 (3') по этому условию $I_{с.з.з} \geq 1,3 (200 + 150) \approx 460$ А.

Ток срабатывания реле защит 3 и 3' по выражению (1-6) $I_{с.р} = 500 / (300/5) = 8,3$ А. Для реле типа РТ-85/1 ближайшая большая уставка равна 9 А. Тогда $I_{с.з.з} = 540$ А.

Чувствительность защит 3 и 3', выполненных по схеме с дешунтированием ЭО, проверяется с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭО [1]. Для этого прежде всего необходимо произвести расчетную проверку трансформаторов тока в соответствии с указаниями § 1-3.

Проверка на 10 %-ную погрешность показывает, что предельной кратности тока $k_{10} = 1,1 \cdot 3900 / 300 = 14,3$ соответствует значение

$z_{н.доп} = 0,5$ Ом (рис. 1-13, а). Предельная кратность определяется здесь при токе согласования последующей защиты 4 с предыдущей (проверяемой) защитой 3, т. е. при максимальном значении тока к. з. в месте установки защиты 3 (3900 А на рис. 1-40). В отличие от предыдущего примера реле защиты на переменном оперативном токе располагаются в КРУ в непосредственной близости от трансформаторов тока и сопротивление соединительных проводов обычно не превышает 0,05 Ом. Тогда до дешунтирования ЭО $z_{н.расч} = 2 \cdot 0,05 + 0,124 + 0,1 = 0,324$ Ом (см. пример 1-18). Следовательно, погрешность трансформаторов тока до дешунтирования ЭО не превышает 10 % при всех возможных значениях тока к. з. Таким образом, выполняется и требование табл. 1-3, поскольку в этом примере значения k_{10} и $k_{макс}$ одинаковы.

Дополнительно производится расчетная проверка трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность после дешунтирования ЭО (пример 1-4). Несмотря на то, что после дешунтирования ЭО ($z_{ЭО} \approx 2,3$ Ом) погрешность трансформаторов тока может превысить 10 %, чувствительность защиты не снижается и возврата реле РТ-85 после срабатывания не произойдет из-за небольшого значения коэффициента возврата электромагнитного элемента этого реле. Для ЭО также обеспечивается высокий коэффициент чувствительности, определяемый без учета погрешности трансформаторов тока. Таким образом, чувствительность защиты и ЭО в режимах до и после дешунтирования ЭО одинакова: $k_{ч.з} = 0,865 \cdot 3900 / 540 = 6 > 1,5$; $k_{ч.ЭО} = 0,865 \cdot 3900 / (5 \cdot 60) = 11 > 1,8$ [1].

Определение коэффициентов чувствительности в зонах дальнего резервирования в данном примере не производится.

3. Проверяется допустимость использования реле типа РТ-85 по условию (1-9), для чего определяется максимальное значение тока в реле при к. з. в месте установки защиты: $I_{зк.макс} = 3900 / 60 = 65$ А, что меньше допустимого значения 150 А [12]. Следовательно, схема с реле РТ-85 может быть принята.

4. Выбирается характеристика времени срабатывания максимальной токовой защиты 3 с реле РТ-85. При токах к. з. у шин РП1 и РП2 защиты 3 (3') и 1 работают в независимой части характеристик (наименьшая кратность для 3' равна $3650 / 540 \approx 7$). Поэтому время срабатывания для защит 3 и 3' выбирается на ступень селективности выше, чем время срабатывания защиты 1 в независимой части характеристики: $t_{с.з.з} = 0,5 + 0,6 = 1,1$ с (рис. 1-40).

5. Выбирается ток срабатывания защиты 4 по условию (1-1) для наиболее тяжелого ремонтного режима, при котором РП1 и РП2 питаются по рассматриваемой линии:

$$I_{с.р.4} \geq \frac{1,2 \cdot 1,25}{0,8} (260 + 260) \approx 1000 \text{ А.}$$

Ток срабатывания этой же защиты по условию (1-3) для аварийного режима после срабатывания устройства АВР на РП2 $I_{с.р.4} \geq k_{н} (k_{сзп} I_{раб.макс.РП2} + I_{раб.макс.РП1}) = 1,2 (1,25 \cdot 260 + 260) \approx 700$ А, где $k_{сзп} = 1,25$ при бытовой нагрузке.

Ток срабатывания этой же защиты по условию (1-4) согласования чувствительности с защитой 3 ($I_{с.з4} \geq k_{с.с} (I_{с.з3} + I_{\text{раб. макс РПЗ}}) = 1,3 (540 + 260) \approx 1050 \text{ А}$.

6. Ток срабатывания реле защиты 4 по формуле (1-6) $I_{с.р} = 1100/(600/5) = 9,16 \text{ А}$. Для реле РТ-81/1 ближайшая уставка равна 9 А. Тогда $I_{с.з4} = 1080 \text{ А}$. Минимальный коэффициент чувствительности в основной зоне $k_{с.с}^{(1)}_{осн} = 0,865 \cdot 3650/1080 \approx 3 > 1,5$ (до дешунтирования ЭО).

7. Выбирается время срабатывания и характеристика защиты 4 таким образом, чтобы при максимальном токе к. з. через защиту 3 (3900 А) степень селективности между этими защитами была не меньше 0,6 с. Подбирается такая характеристика реле РТ-80, у которой при кратности тока к. з. к току срабатывания 3900/1080 $\approx 3,6$ время срабатывания составляло бы $t_{с.з4} = t_{с.з3} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с}$. Можно принять характеристику с $t_{с.з4} = 1,6 \text{ с}$ при 700 % тока срабатывания. Карта селективности строится так же, как в предыдущем примере.

8. Производится проверка термической стойкости кабеля (так же как в примере 1-18), проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты 4 и ЭО в режиме после дешунтирования ЭО и определение допустимости применения схемы с дешунтированием ЭО по максимальному току к. з. (так же, как для защиты 3 в этом примере).

Приближенное определение токов самозапуска промышленной нагрузки. При расчете максимальных токовых защит линий, питающих промышленные предприятия, важно знать наибольшее значение тока самозапуска $I_{с.зп}$, по которому определяется коэффициент самозапуска для выражений (1-1)---(1-3):

$$k_{с.зп} = I_{с.зп} / I_{\text{раб. макс}} \quad (1-47)$$

Однако практически невозможно определять для каждой питающей линии (или питающего трансформатора) точное значение $k_{с.зп}$, так как его значение зависит от многих факторов: состава нагрузки, пусковых характеристик и напряжения электродвигателей, способа их включения, степени загрузки приводимых механизмов, схемы электроснабжения, длительности и степени снижения напряжения при перерыве питания или при к. з. и т. д. Поэтому при расчетах токов срабатывания максимальных токовых защит линий 10 (6) кВ, питающих промышленную нагрузку (но без электродвигателей напряжением выше 1000 В), либо выбирают в соответствии с многолетней практикой

$$I_{с.з} \geq 4 I_{\text{ном}} \quad (1-48)$$

либо производят приближенный расчет тока $I_{с.зп}$ и коэффициента $k_{с.зп}$, принимая ряд допущений. Так, в приближенном расчете принимается, что двигатели перед началом самозапуска полностью остановлены (заторможены). Это вполне справедливо при отключении питания на несколько секунд. При более быстром (до 1 с) восстановлении питания ток самозапуска может оказаться несколько меньше (на 10—20 %) рассчитанного для полностью заторможенных

двигателей. Ошибка при этом допущении создаст расчетный запас при выборе уставок максимальных защит. Другим допущением является разделение подключенной нагрузки на три условные категории: а) бытовая нагрузка, имеющая в своем составе малую долю электродвигателей, коэффициент самозапуска для которой по опытным данным принимается $k_{с.зп} \approx 1,2 \div 1,3$; б) промышленная нагрузка, которую принято называть обобщенная нагрузка [16] или комплексная нагрузка, имеющая в своем составе значительное (более 50 %) число электродвигателей 0,4 кВ, но практически не имеющая двигателей 3—10 кВ; в) электродвигатели 3—10 кВ, одновременно участвующие в самозапуске, каждый из которых учитывается в расчете индивидуальными параметрами.

Ток самозапуска приближенно рассчитывается, как ток трехфазного к. з. за эквивалентным сопротивлением заторможенной нагрузки (одной или всех категорий) в режиме ее самозапуска, считая напряжение источника питания равным среднему (табл. В-1).

Сопротивление обобщенной нагрузки [16] $x_{*нагр} = 0,35$ и относится к рабочей максимальной мощности и среднему напряжению питающей линии, на которой установлена рассчитываемая защита. Это сопротивление включает в себя сопротивления понижающих трансформаторов 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ, кабелей 6 (10) кВ, а также 0,4 кВ, затормозившихся двигателей и прочей нагрузки 0,4 кВ. Исследования последних лет подтверждают допустимость использования этой величины для приближенных расчетов токов самозапуска на линиях (трансформаторах), питающих современные предприятия, а также сельскохозяйственных потребителей с большой (более 50 %) долей низковольтных двигателей, но в основном не имеющих высоковольтных двигателей 6 или 10 кВ, участвующих в самозапуске. В примерах (1-20)---(1-22) рассчитываются токи самозапуска при питании нагрузки по линиям 6 (10) кВ. Особенности расчета тока самозапуска через трансформаторы с РПН рассмотрены в гл. 2, по ВЛ 35 и 110 кВ — в гл. 3.

Пример 1-20. Рассчитывается приближенным методом ток и коэффициент самозапуска для выбора уставок максимальной защиты реактивной кабельной линии, питающей обобщенную нагрузку (рис. 1-41).

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

$$x_{*нагр} = x_{*нагр} U_{ср} / (\sqrt{3} I_{\text{раб. макс}}) = 0,35 \cdot 6300 / (\sqrt{3} \cdot 260) = 4,9 \text{ Ом},$$

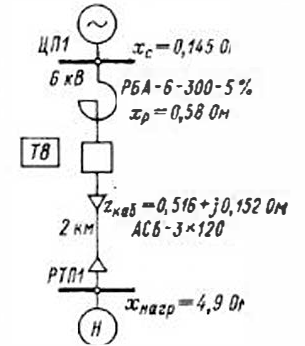


Рис. 1-41. Схема к примеру 1-20 расчета тока самозапуска обобщенной нагрузки
Сопротивления принадлежат к напряжению 6 кВ

где $I_{дл. доп} = 260$ А для кабеля АСБ-3 $\times 120$ [1]. Ток самозапуска определяется как ток трехфазного к. з. за эквивалентным сопротивлением $x_{\Sigma} = x_c + x_p + x_{каб} + x_{нагр} = 0,145 + 0,58 + 0,152 + 4,9 \approx 5,8$ Ом (активное сопротивление кабеля мало и не учитывается):

$$I_{сзп} = U_{ср} / (\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}) = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 5,8) = 625 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска по формуле (1-47) $k_{сзп} = 625/260 = 2,4$.

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

$$U_{мин} = \sqrt{3} I_{сзп} x_{нагр} = \sqrt{3} \cdot 625 \cdot 4,9 = 5300 \text{ В}$$

или

$$U_{мин} = \frac{U_{мин}}{U_{ном}} 100 = \frac{5300}{6000} 100 = 88\%, \text{ или } U_{* мин} = 0,88.$$

Полученное в расчете значение $U_{мин}$ позволяет оценить возможность успешного самозапуска, поскольку допустимые значения $U_{мин}$ находятся в пределах от 55 до 70 % $U_{ном}$ в зависимости от характера нагрузки. Кроме того, значение $U_{мин}$ необходимо для расчета уставок пусковых органов минимального напряжения максимальных токовых защит, главным образом трансформаторов (§ 2-3). Необходимо отметить, что при не полностью затормозившихся электродвигателях (при быстром восстановлении питания) фактическое остаточное напряжение оказывается выше, чем рассчитанное данным приближенным методом, но ошибка обычно невелика и создает расчетный запас при выборе уставок.

Для высоковольтных электродвигателей (3; 6; 10 кВ) пусковые сопротивления определяются индивидуально, поскольку кратности пусковых токов двигателя колеблются в очень широких пределах (от 5 до 10 и иногда более 10).

Сопротивление полностью остановившегося электродвигателя

$$x_{п} = U_{ном. дв} / (\sqrt{3} k_{п} I_{ном. дв}), \quad (1-49)$$

где $U_{ном. дв}$, $I_{ном. дв}$ — номинальные напряжение и ток двигателя; $k_{п}$ — кратность пускового тока двигателя, при проектировании берется по каталогу, в условиях эксплуатации определяется опытным путем.

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нескольких остановившихся электродвигателей

$$x_{п. сум} = U_{ном. дв} / (\sqrt{3} I_{п. сум}), \quad (1-50)$$

где

$$I_{п. сум} = (k_{п1} I_{ном1})_{дв1} + (k_{п2} I_{ном2})_{дв2} + \dots + (k_{пn} I_{номn})_{двn}. \quad (1-51)$$

Если наряду с электродвигателями подключена бытовая или другая подобная нагрузка, имеющая почти неизменное сопротивление, то она учитывается в выражении (1-51) с $k_{п} \approx 1,2$. Если, кроме того, имеется промышленная нагрузка, включенная через трансформаторы 6/0,4 или 10/0,4 кВ, то она представляется пусковым сопротивлением обобщенной нагрузки $x_{*нагр} = 0,35$, отнесенным к мощно-

сти этих трансформаторов ($k_{п} \approx 2,9$). Все пусковые сопротивления при расчете считаются параллельно включенными.

Пример 1-21. Определяется ток самозапуска для схемы из предыдущего примера (рис. 1-41) при условии, что к шинам РТПИ дополнительно подключены два одинаковых асинхронных электродвигателя. Параметры электродвигателей: $P_{ном} = 600$ кВт; $U_{ном} = 6$ кВ; $I_{ном} = 66$ А; $k_{п} = 6$.

Решение. 1. Определяется по выражениям (1-50) и (1-51) суммарное пусковое сопротивление двух электродвигателей 6 кВ:

$$I_{п. сум} = 2k_{п} I_{ном} = 2 \cdot 6 \cdot 66 = 790 \text{ А;}$$

$$x_{п. сум} = U_{ном. дв} / (\sqrt{3} I_{п. сум}) = 6000 / (\sqrt{3} \cdot 790) = 4,4 \text{ Ом.}$$

2. Определяется пусковое сопротивление остальной нагрузки промышленного типа. Максимальный рабочий ток кабельной линии $I_{раб. макс}$ принимается равным длительно допустимому току кабеля $I_{дл. доп} = 260$ А. Максимальный рабочий ток нагрузки определяется, как $I_{нагр} = I_{дл. доп} - 2I_{ном. дв} = 260 - 2 \cdot 66 = 128$ А. Сопротивление обобщенной нагрузки при самозапуске

$$x_{нагр} = 0,35 \cdot 6300 / (\sqrt{3} \cdot 128) = 10 \text{ Ом.}$$

3. Эквивалентное сопротивление двигателей 6 кВ и остальной нагрузки (промышленного типа) при самозапуске

$$x_{\Sigma} = 4,4 \cdot 10 / (4,4 + 10) = 3,06 \text{ Ом.}$$

4. Ток самозапуска

$$I_{сзп} = 6300 / [\sqrt{3} (0,145 + 0,58 + 0,152 + 3,06)] = 915 \text{ А.}$$

Коэффициент самозапуска согласно формуле (1-47) $k_{сзп} = 915/260 = 3,55$.

5. Минимальное остаточное напряжение в начале самозапуска на шинах 6 кВ РТПИ (на зажимах электродвигателей) $U_{мин} = \sqrt{3} \times 915 \cdot 3,06 = 4850$ В (80 % $U_{ном}$), следовательно, самозапуск обеспечивается.

Пример 1-22. Определяется ток самозапуска смешанной нагрузки для расчетной схемы, приведенной на рис. 1-42, а, при аварийном отключении выключателя 2 и работе АВР СВ. В учебных целях нагрузка всех четырех секций (I—IV) принята одинаковой. Двигательная нагрузка 6 кВ (ДН) состоит из двух асинхронных двигателей с параметрами: $P_{ном} = 800$ кВт, $I_{ном} = 91$ А, $k_{п} = 6,5$, и одного асинхронного двигателя с параметрами: $P_{ном} = 500$ кВт, $I_{ном} = 59$ А, $k_{п} = 5,6$. Обобщенная нагрузка (ОБН) четырех трансформаторов 6/0,4 кВ суммарной мощностью $4 \cdot 630 = 2520$ кВт·А имеет $I_{ном} = 240$ А, отнесенным к напряжению 6 кВ, $k_{п} = 1/0,35 \approx 2,9$. Бытовая нагрузка (БН) двух трансформаторов суммарной мощностью $2 \cdot 100 = 200$ кВт·А имеет $I_{ном} = 18$ А. Суммарная максимальная нагрузка $I_{сум} \approx 500$ А (50 % $I_{ном}$ одного луча реактора, учитывая, что реакторы находятся в неявном резерве, а перегрузка реакторов не допускается).

Решение. 1. Суммарный ток нагрузки II секции в режиме самозапуска определяется по формуле (1-51): $I_{п. сум} = 6,5 \cdot 91 + 6,5 \cdot 91 + 5,6 \cdot 59 + 2,9 \cdot 240 + 1,2 \cdot 18 = 2230$ А.

2. Эквивалентное (суммарное) сопротивление нагрузки II секции в режиме самозапуска — по формуле (1-50):

$$x_{п. сум II} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 2230) = 1,63 \text{ Ом.}$$

3. Сопротивления двоясного реактора типа РБАС-6-2 $\times \times 1000-8\%$ определяются в соответствии с выражениями, приведенными на расчетной схеме рис. 1-42, б [2]: $x_1 = -x_p m_{св} = -0,278 \cdot 0,46 =$

5. Коэффициент самозапуска по формуле (1-47) $k_{сзп} = 1820/500 = 3,65$, где $I_{рв б. макс} \approx 500$ А по условию примера.

6. Минимальное остаточное напряжение на II секции в начале самозапуска

$$U_{мин} = \sqrt{3} \cdot 1820 \cdot 1,63 = 5130 \text{ В, или } 85\% U_{ном.}$$

7. Выбирается $I_{с.з}$ максимальной токовой защиты на выключателе 3 (и аналогично — на выключателях 1, 2 и 4, так как нагрузка секций принята одинаковой). В соответствии с выражением (1-1) $I_{с.з} \geq 1,2 \cdot 3,65 \cdot 500/0,8 = 2730$ А. По условию (1-3а), принимая $k_n = 1,8$ (§ 1-1), получаем $I_{с.з} \geq 1,2 (3,65 \cdot 500 + 1,8 \cdot 500)/0,8 = 4087$ А.

Для уточнения значения тока срабатывания защиты 3 по условию (1-3б) рассчитывается суммарный ток самозапуска через защиту 3 в момент подключения к секции III полностью заторможенной нагрузки секции II (в результате работы АВР на СВ). В этом расчете сопротивление нагрузки секции III , не теряющей питания, уменьшается в 2,5 раза [7]: $x_{п} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 500 \cdot 2,5) = 2,91$ Ом. Эквивалентное сопротивление нагрузок II и III секций, включенных параллельно: $x_3 = 1,63 \cdot 2,91 / (1,63 + 2,91) = 1,04$ Ом. Суммарный ток самозапуска

$$I_{сзп. сум} = 6300 / 1,73 (0,1 + 0,278 + 1,04) = 2570 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты 3 по выражению (1-3б) $I_{с.з} \geq 1,2 \times \times 2570/0,8 = 3850$ А.

Окончательно выбирается $I_{с.з} = 3850$ А. Проверяется, что чувствительность защиты 3 в основной зоне обеспечивается (коэффициент чувствительности при двухфазном к. з. на секции III равен 2,16), но повреждения за относительно маломощным трансформатором 630 кВ·А, и тем более 100 кВ·А, не резервируются, что вынужденно допускается «Правилами» [1].

Рассмотренные методы приближенного расчета токов при самозапуске электродвигателей выше 1000 В и обобщенной нагрузки широко используются при выборе токов срабатывания максимальных токовых защит питающих элементов.

3. Примеры расчета уставок релейной защиты параллельных кабельных линий 6 и 10 кВ

На параллельных кабельных линиях для селективного отключения поврежденной линии может быть использована продольная дифференциальная защита, поперечная дифференциальная защита или максимальная направленная защита. Последняя получила большее распространение, поскольку она дешевле и может применяться при любом числе параллельно работающих линий.

Максимальная направленная защита устанавливается на приемных концах параллельных линий (рис. 1-43, а). При коротком замыкании на одной из них, например на LI , только на этой, поврежденной, линии направление тока к. з. совпадает с направлением дейст-

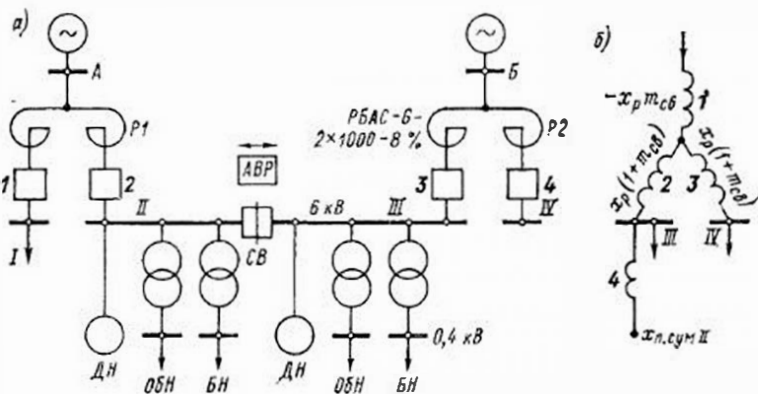


Рис. 1-42. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для расчета тока самозапуска смешанной нагрузки к примеру 1-22

$= -0,128$ Ом, где $m_{св} = 0,46$ — коэффициент связи, по паспортным данным реактора; сопротивление реактора, отнесенное к $I_{ном}$ одного луча,

$$x_p = \frac{x_p U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{ном}} = \frac{8 \cdot 6000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 1000} = 0,278 \text{ Ом;}$$

$$x_2 = x_3 = x_p (1 + m_{св}) = 0,278 (1 + 0,46) = 0,405 \text{ Ом.}$$

Из этих выражений видно, что при самозапуске одной секции и повреждении тока самозапуска по одному лучу двоясный реактор имеет такое же сопротивление, как одиночный реактор с такими же параметрами (8%, 1000 А): $x'_p = x_1 + x_2(3) = -x_p m_{св} + x_p (1 + m_{св}) = -x_p \cdot 0,46 + x_p (1 + 0,46) = x_p = 0,278$ Ом (но при прохождении токов самозапуска одновременно по двум лучам сопротивление двоясного реактора уменьшается в несколько раз, как видно из выражений на рис. 1-42, б: $x''_p = x_1 + x_2(3)/2 = 0,27x_p = 0,075$ Ом).

4. Определяется ток самозапуска нагрузки II секции (без учета нагрузки работающих секций III и IV):

$$I_{сзп} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} (x_c + x_p + x_{п. сум})} = \frac{6300}{\sqrt{3} (0,1 + 0,278 + 1,63)} = 1820 \text{ А.}$$

вия направленной защиты 1, что обеспечивает быстрое отключение поврежденной линии с приемного конца, а затем (каскадно) и со стороны питания.

Возможно каскадное действие и направленной защиты, если к. з. происходит вблизи питающей подстанции ЦП (рис. 1-43, б). Ток к. з. через направленные защиты при этом пойдет только после отключения выключателя поврежденной линии со стороны питания.

Если на питающих концах нет быстродействующей отсечки, такое каскадное действие несколько увеличивает общее время ликвидации

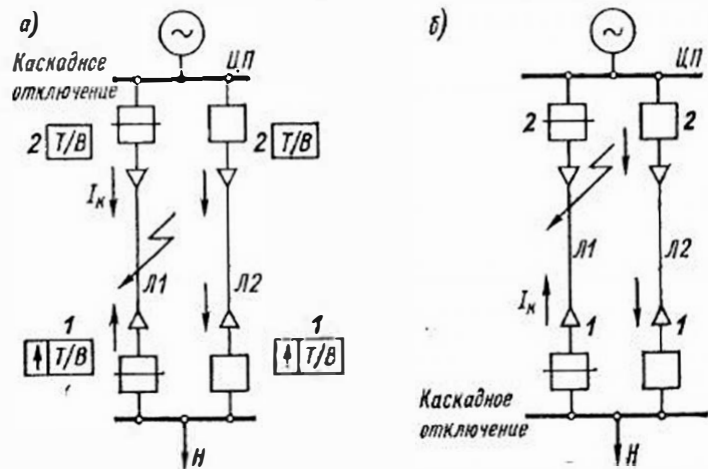


Рис. 1-43. Схема, поясняющая отключения к. з. максимальными токовыми защитами параллельных линий: а — к. з. на середине одной из линий; б — к. з. вблизи источника питания
1 — направленные защиты; 2 — ненаправленные защиты

к. з. и это должно учитываться при выборе уставок защит питающих элементов (последующих) путем некоторого увеличения ступени селективности.

Направленные защиты в городских сетях выполняются, как правило, на переменном оперативном токе. Схема защиты показана на рис. 1-44. В качестве пусковых реле рекомендуется устанавливать реле типа РТ-80, так как при этом не требуется отдельного реле времени и, кроме того, может быть использована отсечка (электромагнитный элемент), срабатывающая мгновенно при близких к. з.

Недостатком направленных защит является наличие «мертвой» зоны при близких металлических трехфазных к. з., когда напряжение снижается до нуля, и, следовательно, вращающий момент реле направления мощности также равен нулю. Однако при установке современных реле направления мощности типа РБМ-171, обладающих высокой чувствительностью, длина мертвой зоны обычно составляет лишь несколько процентов длины линии. Новые статические реле направления мощности типа РМ-11 обладают еще большей чувствительностью.

При расчете уставок направленных защит параллельных кабельных линий необходимо обеспечивать несрабатывание этих защит при к. з. в питающей сети, когда по кабелям могут проходить к месту к. з. достаточно большие токи, генерируемые двигателями нагрузки. При отсутствии крупных синхронных двигателей эти токи относительно быстро затухают и поэтому направленную максимальную защиту выполняют с замедлением 0,3—0,5 с, что обеспечивает ее отстройку от внешних к. з. Ток срабатывания направленной защиты без замедления (отсечки) необходимо выбирать по условию отстройки

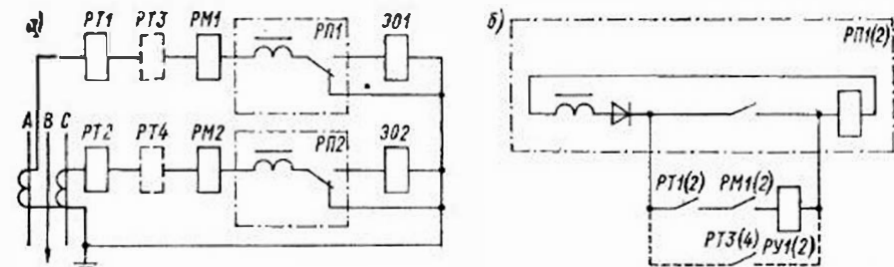


Рис. 1-44. Схема токовых цепей (а) и вторичных цепей промежуточных (дешунтирующих) реле РП1, РП2 типа РП-341 (б) максимальной токовой направленной защиты с дополнительной ненаправленной ступенью
РТ1, РТ2 — реле токовые типа РТ-80 направленной защиты; РТ3, РТ4 — то же ненаправленной ступени; РМ1, РМ2 — токовые обмотки реле направления мощности; РУ1, РУ2 — реле указательные; 301, 302 — электромагниты отключения выключателя

от максимального тока, посылаемого двигателями нагрузки к месту внешнего к. з. в начальный момент времени. При выполнении на подобных линиях направленной защиты с дополнительным контролем направления мощности в параллельной линии [1], такой отстройки не требуется, поскольку при внешнем к. з. защиты на обеих параллельных линиях не могут сработать. Подобные схемы защиты рекомендуются, например, для параллельных линий, питающих подстанции с крупными синхронными двигателями.

Пример 1-23. Рассчитываются уставки защит на двух параллельно работающих кабельных линиях 6 кВ (рис. 1-45). Уставки защит предыдущих элементов 1 и 2 известны и указаны на схеме. Для согласования принимается наиболее высокая характеристика защиты 1.

Решение. 1. Рассчитываются уставки направленной защиты 3, выполненной по схеме рис. 1-44 (без ненаправленной ступени). Уставки одинаковы для обеих линий.

а. Ток срабатывания пусковых реле типа РТ-80 этой защиты отстраняется от максимального рабочего тока линии, который в аварийных условиях отключения одной из параллельных линий может кратковременно составлять до 130 % длительно допустимого тока кабеля [1]:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{н.з}}{k_n} 1,3 I_{дл. доп} = \frac{1,2}{0,8} 1,3 \cdot 300 = 585 \text{ А,}$$

где $I_{дл. доп} = 300 \text{ А}$ для кабеля АСБ-3 $\times 150$.

При коэффициенте трансформации трансформаторов тока 400/5 ток срабатывания реле $I_{с.р} = 7,3$ А. Принимается уставка 8 А (реле РТ-81/1), и тогда $I_{с.з} = 640$ А.

Проверяется коэффициент чувствительности защиты в условиях к. з. у шин питающей подстанции (ЦП1), когда защита 4 на питающем конце уже сработала и отключила выключатель (рис. 1-46):

$$I_{к} = U_{\Phi} / (z_{с} + 2z_{каб}) = 3600 \text{ А}$$

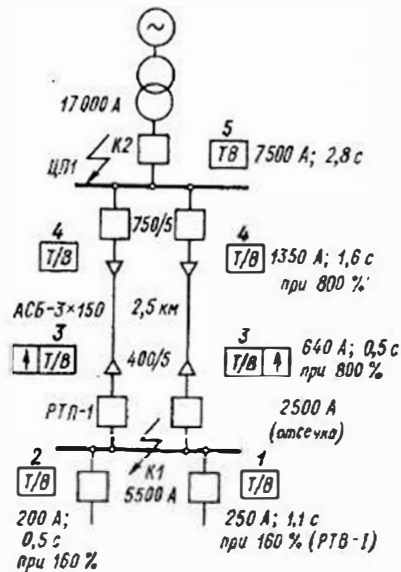


Рис. 1-45. Схема участка кабельной сети к примеру 1-23

1, 2, 4, 5 — ненаправленные максимальные защиты; 3 — направленные максимальные защиты

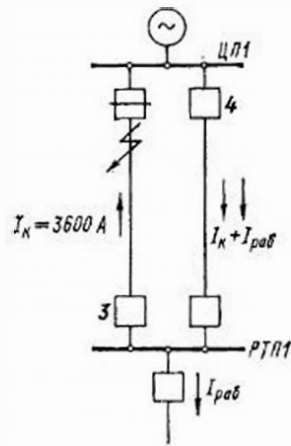


Рис. 1-46. Расчетная схема для согласования чувствительности максимальных защит 4 и 3 к примеру 1-23

(где $z_{с}$, $z_{каб}$ — сопротивления системы и кабельной линии); $k_{н}^{(3)} = 0,865 \cdot 3600 / 640 \approx 5 > 1,5$.

Время действия защиты принимается равным 0,5 с при 600 % $I_{с.з}$.
 б. Отсечка (электромагнитный элемент) реле РТ-81/1 направленной защиты 3 настраивается на ток срабатывания $I_{с.о} \approx 4I_{с.з} = 2500$ А. Это составляет примерно 6,5 $I_{раб, макс}$ для маловероятного режима работы одной из параллельных линий (с перегрузкой) и 12,5 $I_{раб, макс}$ при нормальном режиме работы двух параллельных линий. Если принять, что максимальный ток, генерируемый асинхронными электродвигателями нагрузки в начальный момент к. з. в питающей сети, приближенно находится [16] в пределах

$$I_{*к} = E_{*}^2 / x_{*}^2 \approx 0,8 / 0,35 \div 0,9 / 0,2 \approx 2,3 \div 4,5,$$

то коэффициент надежности отстройки отсечки от этого тока составляет для нормального режима

$$k_{н} = I_{*с.о} / I_{*к} \approx 12,5 / (2,3 \div 4,5) \approx 5,4 \div 2,8,$$

что вполне достаточно (см. табл. 1-2).

Для маловероятного режима одиночной работы кабельной линии (с перегрузкой) $k_{н} \approx 2,8 \div 1,45$.

При к. з. вблизи РТП1 (рис. 1-45) в нормальном режиме ток через направленную защиту 3 равен примерно 0,5 $I_{к}$; в точке К1 (2750 А), но при некотором удалении места к. з. от шин РТП1 отсечка становится неэффективной. Однако при к. з. у шин питающей подстанции ЦП1 после отключения выключателя защиты 4 отсечка 3 вновь становится эффективной ($I_{к} = 3600$ А) и обеспечивает быстрое отключение поврежденного кабеля. Таким образом, несмотря на каскадное действие защит поврежденного кабеля, общее время ликвидации к. з. увеличивается лишь на малое время действия направленной отсечки 3.

Если отсечка оказывается нечувствительной в таком режиме, следует при выборе времени действия защиты 5 питающего элемента (рис. 1-45) принимать $t_{с.з5} \geq t_{с.з4} + t_{с.з3} + \Delta t$.

в. Выбирается тип реле направления мощности (РБМ-171/1) и определяется длина мертвой зоны (в километрах) при близких металлических трехфазных к. з. по выражению [3]:

$$l_{м.з} = n_{н} n_{т} S_{с.р. мин} / [\sqrt{3} z_{уЛ} (I_{к}^{(3)})^2 \cos(\varphi_{р} + \alpha)], \quad (1-52)$$

где $S_{с.р. мин}$ — минимальная мощность срабатывания реле при токе $I_{р} = I_{к}^{(3)} / n_{т}$; $I_{к}^{(3)}$ — ток, проходящий по линии при трехфазном к. з. на границе мертвой зоны; поскольку ток $I_{к}^{(3)}$ неизвестен (зависит от длины мертвой зоны), для упрощения его заменяют током к. з. у приемного конца линии, в месте установки направленной защиты; $\alpha = (90^{\circ} - \gamma_{п})$ — угол, дополняющий $\gamma_{п}$ до 90° ($\gamma_{п}$ — угол полного сопротивления цепи напряжения реле, для РБМ-171/1 равен 45°); $\varphi_{р}$ — угол сдвига между вектором тока $I_{р}$ и вектором напряжения $U_{р}$ (угол положительный, если ток $I_{р}$ отстаёт от напряжения $U_{р}$).

Для принятой в качестве типовой 90-градусной схемы включения реле мощности [3]: $\varphi_{р} = \varphi_{к} - 90^{\circ}$, где $\varphi_{к}$ — угол полного сопротивления линии, определяемый как

$$\varphi_{к} = \arctg(X_{уЛ} / r_{уЛ}). \quad (1-53)$$

В рассматриваемом примере: $\alpha = 90^{\circ} - 45^{\circ} = 45^{\circ}$;

$$\varphi_{к} = \arctg \frac{0,074}{0,206} = 20^{\circ}; \quad z_{уЛ} = \sqrt{0,206^2 + 0,074^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$n_{т} = 400/5 = 80$; $n_{н} = 6000/100 = 60$; из рис. 1-45 $I_{к}^{(3)} = 0,5 I_{к}^{(3)} = 2750$ А.

При токе $I_{р} = 2750/80 = 35$ А, или $7I_{ном}$, где $I_{ном}$ — номинальный ток реле мощности (5 А), минимальная мощность срабатывания реле РБМ-171/1 не должна превышать более чем в 7 раз мощность срабатывания при $I_{р} = I_{ном} = 5$ А, которая равна 4 В·А при угле максимальной чувствительности 45° [12]. Таким образом, для заданных условий $S_{с.р. мин} = 4 \cdot 7 = 28$ В·А.

Подставляя все известные величины в выражение (1-52), определяем длину мертвой зоны:

$$l_{м.з} = \frac{60 \cdot 80 \cdot 28}{\sqrt{3} \cdot 0,22 \cdot 2750^2 \cdot \cos(20 - 90 + 45)^{\circ}} = 0,053 \text{ км.}$$

По отношению к длине всей кабельной линии (2,5 км) мертвая зона

$$l_{м.з} = \frac{l_{м.з}}{l_{л}} 100 = \frac{0,053}{2,5} 100 \approx 2,1\%$$

Длина мертвой зоны, составляющая несколько процентов длины защищаемой линии, считается допустимой.

Для нового статического реле направления мощности типа РМ-11, принцип действия которого основан на сравнении фаз двух электрических величин (тока и напряжения), длина мертвой зоны определяется его чувствительностью по напряжению, т. е. напряжением срабатывания $U_{с.р.}$:

$$l_{м.з} = n_{н.з} U_{с.р.} k_{н.з} (z_{уд} I_{к}^{(3)}), \quad (1-52a)$$

где $U_{с.р.} = 0,25$ В — по данным завода-изготовителя; $k_{н.з}$ — коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,5—2; остальные обозначения такие же, как в выражении (1-52).

Для условий этого примера при $k_{н.з} = 1,5$ $l_{м.з} = 60 \cdot 0,25 \times 1,5 / (0,22 \cdot 2750) = 0,037$ км, или 1,5 % длины линии. При $k_{н.з} = 2$ $l_{м.з} = 0,05$ км, или 2 % длины линии.

Проверяется возможность применения схемы (рис. 1-44) с дешунтированием ЭО аналогично примеру 1-4.

2. Рассчитываются уставки защиты 4 со стороны подстанции ЦП (одинаковые для обеих линий). По условию (1-1) для аварийного или ремонтного режима отключения одной из линий при значениях $k_{н.з} = 1,2$; $k_{п.з} = 0,8$ и $k_{с.лн} = 2,2$ определяется ток срабатывания защиты 4 $I_{с.з4} \geq 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1,3 \cdot 300 / 0,8 \approx 1300$ А. По условию (1-4) согласования защиты 4 с направленной защитой 3 соседней параллельной линии при к. з. на ней (рис. 1-46) ток срабатывания защиты 4 $I_{с.з4} \geq k_{н.с} (I_{с.з3} + \sum I_{р.б. макс}) = (1,3 \div 1,4) (640 + 1,3 \cdot 300) = 1340 \div 1440$ А.

Ток нагрузки РТП ($\sum I_{р.б. макс}$) учитывается в предположении, что при к. з. у шин ЦП напряжение на шинах 6 кВ РТП не снижается ниже $(0,6 \div 0,7) U_{ном}$ и нагрузка продолжает потреблять нормальный рабочий ток (рис. 1-46).

Коэффициент чувствительности защиты 4 проверяется по току двухфазного к. з. на шинах РТП при работе обеих кабельных линий (рис. 1-45): $k_{с.з}^{(2)} = 0,5 \cdot 0,865 \cdot 5500 / 1350 = 1,76 > 1,5$, где $I_{с.з4} = 1350$ А при $I_{с.р} = 1350 / 150 = 9$ А (реле РТ-81).

Время действия и характеристика защиты 4 выбираются по условиям согласования с защитой 3 при работе двух кабелей или с защитой 1 при работе одного кабеля. Последнее условие здесь, очевидно, будет определяющим при $I_{с.з4} = 1350$ А. Подбирается характеристика, которая при кратности тока $k = I_{к. макс} / I_{с.з4} = 5500 / 1350 \approx 4$ обеспечивает время срабатывания защиты 4 $t_{с.з4} \geq t_{с.з1} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7$ с. Принимается характеристика с $t_{с.з4} = 1,6$ с при 800 % тока срабатывания (в независимой части). Характеристики защит 1, 3, 4 строятся на карте селективности (рис. 1-47).

3. Рассчитываются уставки последующей защиты 5 питающего элемента по условию (1-4) согласования с защитами 4 предыдущих элементов: $I_{с.з5} \geq k_{н.с} (n I_{с.з4} + \sum I_{р.б. макс}) = (1,3 \div 1,4) (2 \cdot 1350 +$

$1150 \div 4500$ А, где $\sum I_{р.б. макс}$ — ток нагрузки неповрежденных 6 кВ питающей подстанции ЦП (задан равным

время защиты 5 может быть определено лишь после вызываемой суммарной характеристики для защит 4 питающихся линий, которая отражает токораспределение в приемной подстанции РТП, когда через каждую проходит ток $0,5 I_{к}$, а через защиту 5 — полный ток $I_{к}$ плюс ток неповрежденных элементов ЦП (500 А).

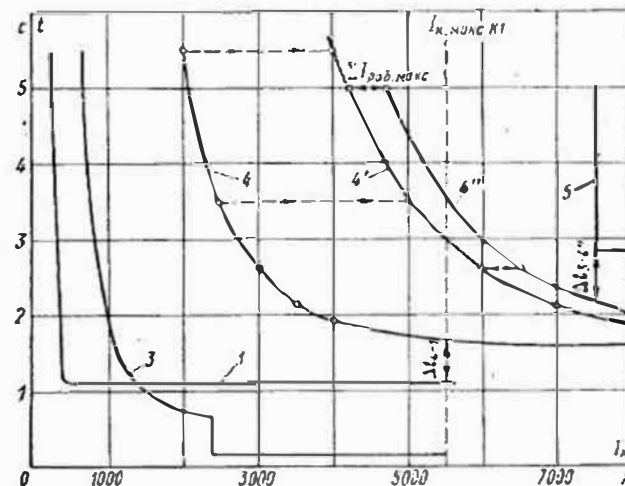


Рис. 1-47. Карта селективности к примеру 1-23 (расчетная схема приведена на рис. 1-45)
Токи приведены к напряжению 6 кВ

Построение суммарных характеристик для защит с реле РТ-80 (РТВ) производится следующим образом (рис. 1-47): намечается несколько произвольных точек характеристики защиты 4 при работе одной линии, например 2000 А — 5,5 с; 2500 А — 3,5 с; 3000 А — 2,6 с; 3500 А — 2,1 с и т. д. (эти точки отмечены на рис. 1-47). Затем значения токов увеличиваются в 2 раза, а время срабатывания сохраняется без изменения. По новым точкам: 4000 А — 5,5 с; 5000 А — 3,5 с; 6000 А — 2,6 с и т. д., строится суммарная характеристика 4' (рис. 1-47). При параллельной работе трех одинаковых линий для построения суммарной характеристики ток следует увеличивать в 3 раза, четырех — в 4 раза и т. д.

Для учета тока нагрузки $\sum I_{р.б. макс}$ по условию (1-4) характеристика 4' сдвигается вправо на значение тока нагрузки ($\sum I_{р.б. макс} = 500$ А) и таким образом строится характеристика 4'' (рис. 1-47).

Продолжая выбор уставок защиты 5, убеждаемся, что ранее выбранный ток срабатывания $I_{с.з5} = 4500$ А неприемлем, так как при таком токе следовало бы принять $t_{с.з5}$ равным примерно 6 с, чтобы обеспечить необходимую ступень селективности между характери-

стиками 5 и 4". Можно заранее сказать, что такое время срабатывания слишком велико для сети 6 кВ (обычно на питающих элементах 6 или 10 кВ защита имеет время срабатывания не более 3 с).

Отказываясь от резервирования к. з. на шинах РТП1, подбираем такой ток срабатывания защиты 5, при котором время срабатывания защиты будет примерно 3 с. Принимается $I_{c.35} = 7500$ А и $t_{c.35} = 2,8$ с при $\Delta t = 0,6$ в между характеристиками 5 и 4". Защита 5 при таких уставках имеет достаточную чувствительность при к. з. на шинах 6 кВ подстанции ЦП1, т. е. в своей основной зоне действия.

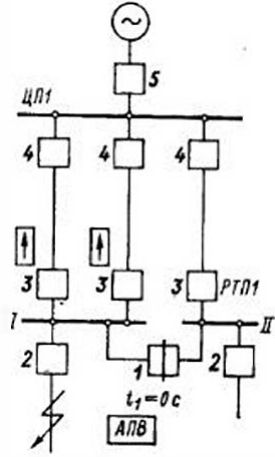


Рис. 1-48. Схема участка сети с защитой «слабой связи» на секционном выключателе 1
1, П — секции подстанции РТП1; 1, 2, 4, 5 — ненаправленные защиты; 3 — направленные защиты

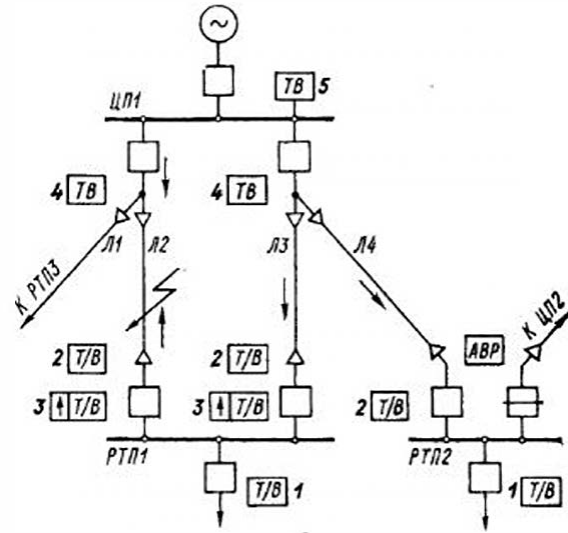


Рис. 1-49. Схема участка кабельной сети к примеру 1-25

Из рассмотренного примера видно, на какие значения могут возрастать уставки максимальных защит питающих (последующих) элементов при параллельной работе отходящих (предыдущих) элементов.

Для снижения уставок максимальных защит питающих элементов в городских сетях: 1) ограничивают число параллельно работающих кабельных линий, используя устройства АВР; 2) секционируют шины на приемных подстанциях, устанавливая на секционных выключателях мгновенную неселективную защиту («слабую связь»), прекращающую параллельную работу при к. з. в сети (рис. 1-48); 3) применяют на питающих концах параллельно работающих линий максимальные защиты с независимыми характеристиками (см. пример 1-24).

В некоторых случаях, когда защита питающего элемента 5 (рис. 1-48) надежно отстроена от к. з. на приемной подстанции (РТП1), при необходимости можно не считаться с малой вероятностью

отказа направленной защиты 3 при к. з. на линии и согласовывать характеристику защиты 5 с характеристикой 4 для одиночно работающей линии (но с учетом тока $\sum I_{рвб. макс}$).

Пример 1-24. Для условий примера 1-23 выбираются уставки защиты 4 и 5 при выполнении защит 4 с *независимой характеристикой*.

Решение. 1. Из предыдущего примера ток срабатывания защиты 4 $I_{c.34} = 1350$ А. При этом токе время действия защиты 3 равно 1,1 с. Такое же время действия и у защиты 1. Тогда уставка по времени защиты 4 $t_{c.34} \geq t_{c.31} + \Delta t = 1,1 + 0,6 = 1,7$ с.

2. Ток срабатывания защиты 5 по условию (1-4) согласования с защитами 4 может быть взят из предыдущего примера: $I_{c.35} = 4500$ А, а время срабатывания защиты 5 $t_{c.35} \geq 1,7 + (0,4 \div 0,5) = 2,1 \div 2,2$ с, поскольку для защит с независимыми характеристиками при использовании современных электромеханических и полупроводниковых реле времени и при уставках до 3—4 с ступени селективности могут приниматься равными 0,3—0,4 с. Таким образом, выполнение защит с независимой характеристикой на отходящих линиях (4) позволяет выбрать меньшие уставки по току и времени на питающих элементах (5). Если в примере 1-23 для защиты 5 надо было принять 7500 А и 2,8 с, то в этом примере: 4500 А и 2,1—2,2 с, что повышает чувствительность защиты и уменьшает время отключения к. з.

Пример 1-25. Рассматриваются особенности расчета максимальных защит для участка городской кабельной сети, показанной на рис. 1-49. По сравнению с примером 1-23 (рис. 1-45) здесь дополнительно установлены ненаправленные максимальные токовые защиты 2, предназначенные для ликвидации к. з. на шинах приемных подстанций (РТП1 и РТП2). Реле этой дополнительной ненаправленной ступени защиты показаны штрихами на рис. 1-44 (реле РТЗ и РТ4).

При расчете уставок характеристика ненаправленной защиты 2 должна быть «вписана» между характеристиками направленной защиты 3 и головной защиты 4. Иначе говоря, при к. з. на соседней параллельной линии необходимо обеспечить согласование по току и по времени защит 2 и 3; защит 4 и 2 (причем уставки каждой из этих защит одинаковы для обеих параллельных линий).

Рассматривая затем к. з. на одной из отходящих линий с защитой 1, необходимо обеспечить согласование по току и по времени защиты 2 (в режиме одиночной работы линии) с защитой 1.

При согласовании чувствительности этих защит следует учитывать наиболее тяжелые случаи к. з., при которых на шинах подстанций сохраняется высокое остаточное напряжение и токи нагрузки могут иметь доаварийные значения. Подпитку места к. з. электродвигателями нагрузки при согласовании можно не учитывать, так как этот процесс кратковременный и может лишь улучшить условия работы защит в рассматриваемых сетях.

Ток срабатывания защиты 2, так же как и защит 1, 4, 5, должен удовлетворять условию (1-1). Защита 2 также должна обладать достаточной чувствительностью при к. з. на шинах своей приемной подстанции при наибольшем числе параллельно работающих линий.

Установка ненаправленных защит 2 вызывает увеличение уставок головных защит линий 4 и, следовательно, защит 5 питающих элементов. Однако эти дополнительные ненаправленные защиты полезны, так как сокращают объем аварийных отключений.

1.6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СЕТЕЙ 6 И 10 кВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1. Общие сведения

Электроснабжение промышленных предприятий может осуществляться питающими линиями 6 (10) кВ от распределительных устройств того же напряжения электростанций и крупных подстанций

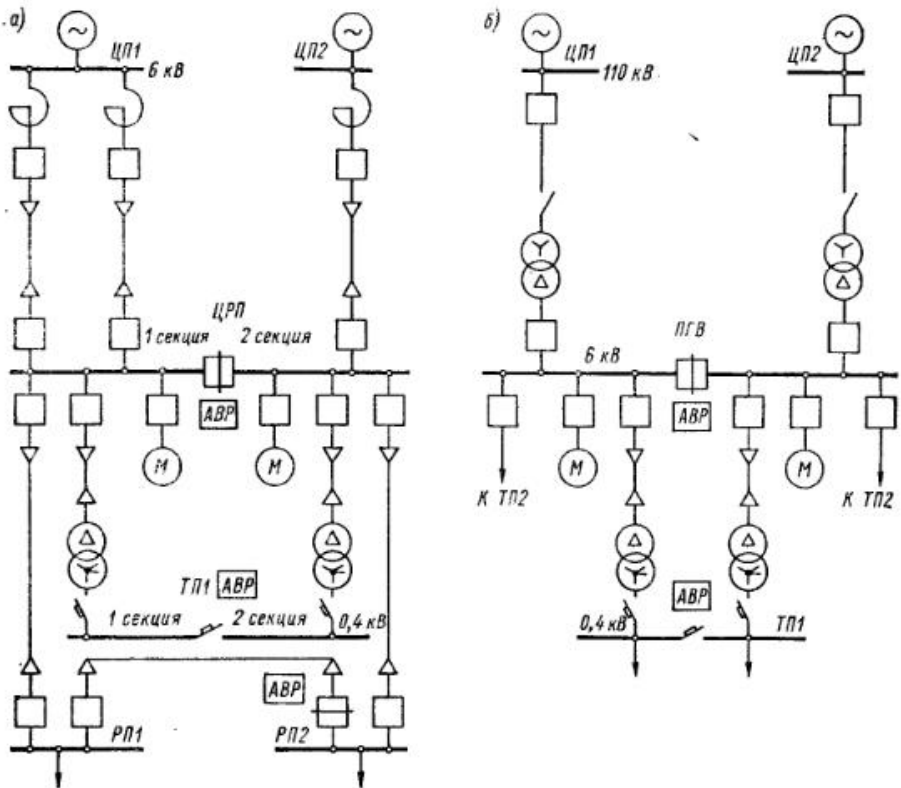


Рис. 1-50. Схемы электроснабжения промышленных предприятий: а — с питающими кабельными линиями 6 (10) кВ; б — с питающими линиями 110 кВ
ПГВ — подстанция глубокого ввода

или от тех же питающих источников, но по линиям более высокого напряжения (35—220 кВ) с помощью так называемых подстанций *глубокого ввода* (ПГВ), расположенных непосредственно у пунктов потребления электроэнергии (рис. 1-50, а и б).

В первом случае в схему электроснабжения (рис. 1-50, а) входят питающие линии от центров питания (электростанции или подстан-

ции энергосистемы) до главных понизительных подстанций (ГПП) или центральных распределительных пунктов (ЦРП) предприятия; сами ГПП и ЦРП; распределительные сети 6 (10) кВ, от которых получают питание распределительные пункты (РП), цеховые понизительные или преобразовательные подстанции (ТП, ПП) и линии, непосредственно питающие крупные электроприемники.

Кабельные распределительные сети 6 и 10 кВ промышленного предприятия обычно состоят из радиальных линий (рис. 1-50, а). Надежность электроснабжения ответственных электроприемников обеспечивается за счет питания от двух независимых источников (или двух систем шин, секций одного источника) и широкого использования устройств АВР. Параллельная работа предусматривается, как правило, только для питающих линий.

При больших токах нагрузки (2000 А и выше) для питания цеховых подстанций применяются *токопроводы* (шинопроводы) с жесткими шинами или гибкими проводами. Токопроводы существенно отличаются от воздушных и кабельных линий электропередачи механическими и электрическими параметрами [22]. При использовании токопроводов схема электроснабжения цеховых подстанций (ТП, ПП) строится по магистральному принципу (рис. 1-51).

В схемах с ПГВ (рис. 1-50, б) их распределительные устройства 6 (10) кВ выполняют роль распределительных подстанций (ЦРП, РП на рис. 1-50, а), что позволяет не только сократить протяженность кабельных линий 6 (10) кВ, но и уменьшить число последовательно включенных линий этого напряжения, и следовательно число ступеней максимальных токовых защит — аналогично защите городских кабельных сетей (§ 1-5). Релейная защита элементов 35—110 кВ ПГВ, выполняемых по схеме блока линия — трансформатор (рис. 1-50, б), рассматривается в гл. 2 и 3, а ПГВ, подключенных на ответвлениях от линий 35—110 кВ, — в гл. 2.

Релейная защита кабельных линий распределительных сетей 6 и 10 кВ промышленных предприятий выполняется обычно в виде максимальных токовых защит — аналогично защите городских кабельных сетей (§ 1-5).

Релейная защита токопроводов (рис. 1-51) в зависимости от их протяженности и конструкции, от схемы подключения и параметров реакторов ответвлений, от величины и характера нагрузки выполняется различно. При относительно небольшой протяженности она может выполняться в виде селективных токовых отсеков, отстроен-

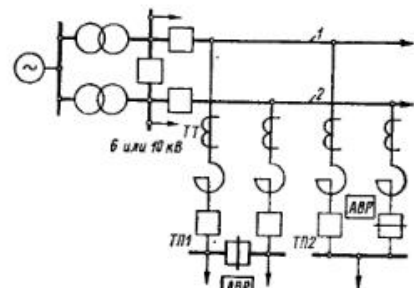


Рис. 1-51. Схема электроснабжения промышленного предприятия с применением токопроводов
ТТ — трансформатор тока; 1 и 2 — токопроводы

ных от к. з. за реакторами ответвлений, и максимальных токовых защит без пуска или с пуском по напряжению. На реактированных ответвлениях к подстанциям применяется максимальная токовая защита с трансформаторами тока, установленными до реактора, для того чтобы реактор входил в ее защищаемую зону. При необходимости повышения чувствительности эта защита дополняется пусковыми реле напряжения, которые подключаются к трансформатору напряжения, установленному на шинах подстанции, т. е. за реактором.

Однако при повреждении самого реактора к. з. должно ликвидироваться отключением головного выключателя токопровода. Если же максимальная защита токопровода не обладает достаточной чувствительностью к к. з. за реакторами ответвлений, следует использовать передачу отключающего импульса от максимальных защит каждого из ответвлений на отключение головного выключателя.

В тех случаях когда параметры токопровода и реакторов ответвлений не позволяют выполнить достаточно чувствительную токовую отсечку, применяются другие быстрдействующие защиты: дистанционная или продольная дифференциальная. При параллельной работе токопроводов также могут использоваться поперечные дифференциальные или максимальные направленные защиты [22].

Наряду с традиционными защитами на электромеханических реле [12], начинают устанавливаться новые многофункциональные защитные устройства для КРУ-6, 10 кВ типа ЯРЭ-2201 (2202) с различными наборами типов защиты и автоматики [8]. В примере 1-26 показан выбор уставок блока максимальной токовой защиты с зависимой от тока выдержкой времени, который входит составной частью (блоком) в устройство ЯРЭ.

Расчеты релейной защиты кабельных линий 6 и 10 кВ промышленных предприятий в основном аналогичны расчетам защиты кабельных линий 6 и 10 кВ городских сетей (§ 1-5). На подстанциях, питающих мощные электродвигатели напряжением 6 (10) кВ, в особенности синхронные, необходимо при расчетах релейной защиты и автоматики учитывать влияние этих двигателей в переходных режимах: увеличение тока к. з. в месте повреждения за счет токов подпитки от близко включенных двигателей (учитывается при расчете токовых отсечек на отходящих линиях); замедленное снижение частоты и напряжения при отключении питающего источника (учитывается при выборе схем и уставок устройств автоматики: АПВ, АВР, АЧР, делительных защит); возможность выхода из синхронизма, главным образом, из-за снижения напряжения при близких трехфазных к. з. (предусматривается реактирование отходящих линий или выполнение быстрдействующих защит на неактированных отходящих линиях, в том числе неселективных отсечек, см. § 1-2); опасность несинхронного включения двигателей, не способных к ресинхронизации (учитывается при выборе схем и уставок АВР, АПВ, делительных защит или защит от потери питания) [13].

2. Пример расчета релейной защиты участка электросети 6 кВ промышленного предприятия

Пример 1-26. Выбираются уставки релейной защиты кабельных линий 6 кВ промышленного предприятия (рис. 1-52). Для упрощения приведена только часть схемы, питающаяся от секции 1 шин 6 кВ

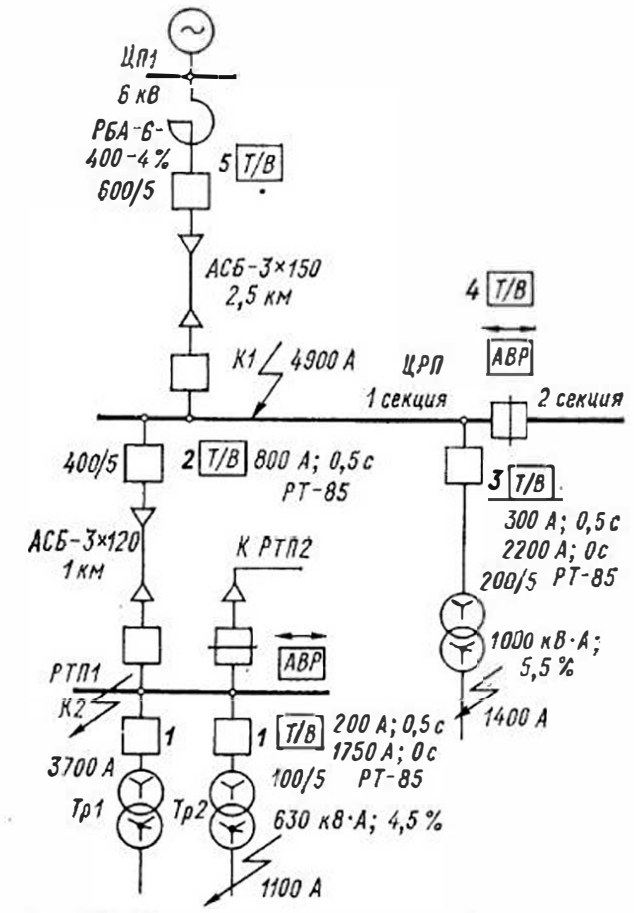


Рис. 1-52. Расчетная схема электрической сети промышленного предприятия к примеру 1-26
Токи приведены к напряжению 6 кВ

ЦРП. Другая часть схемы, питающаяся от секции 2 ЦРП, аналогична первой. В данном примере все трансформаторы 6/0,4 кВ оборудованы максимальными токовыми защитами и отсечками на реле РТ-85, уставки которых заданы (эти уставки рассчитываются в гл. 2). Защиты 1—4 выполнены на электромеханических реле типа РТ-80, а защита 5 представляет собой многофункциональное устройство типа ЯРЭ-2201, для которого в данном примере выбираются уставки

блска максимальной токовой защиты с зависимой от тока характеристической времени срабатывания.

Р е ш е н и е. 1. Рассчитываются токи к. з. аналогично примеру 1-18. Результаты расчета показываются на схеме сети (рис. 1-52).

2. Рассчитываются приближенным методом токи самозапуска обобщенной нагрузки аналогично расчету в примере 1-20. В результате расчета $k_{сзп} = 2,4$.

3. Выбирается ток срабатывания защиты 2 кабельной линии (рис. 1-52). Для этого рассматриваются наиболее тяжелые случаи.

а. По защищаемой линии питается не только РТП1, но и РТП2 (ремонтный режим или режим после срабатывания устройства АВР на РТП1). Максимальный рабочий ток линии может быть рассчитан как сумма номинальных токов четырех трансформаторов этих подстанций мощностью по 630 кВ·А, но с учетом того, что каждый из этих трансформаторов является не только рабочим, но и резервным по отношению к соседнему (находится в «неявном резерве»). Поэтому нормальный ток нагрузки каждого из этих трансформаторов должен быть около 0,7 номинального тока, чтобы при работе одного из двух трансформаторов длительная перегрузка его не превышала 1,4 номинального тока. С учетом этого коэффициента загрузки, равного 0,7, суммарный рабочий ток линии может достигать 170 А. Для обеспечения несрабатывания защиты 2 от тока самозапуска нагрузки РТП1 и РТП2, например при АВР на ЦРП, необходимо по условию (1-2) выбрать $I_{с.з2} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 170 = 490$ А. Надо отметить, что в ряде случаев допускается более значительная длительная перегрузка трансформаторов — до 1,7—1,8 номинального тока. Тогда расчетное значение суммарного рабочего тока должно быть соответственно увеличено.

б. В аналогичном режиме работы происходит к. з. в одном из трансформаторов, например Тр2. Предполагается, что повреждение отключается с некоторым замедлением и после его отключения через сработавшие токовые реле защиты 2 продолжает проходить ток самозапуска нагрузки оставшихся трансформаторов. Для обеспечения возврата токовых реле этой защиты ее ток срабатывания выбирается по выражению (1-1), но суммарный рабочий ток $I_{раб. макс}$ может быть уменьшен за счет тока отключившегося трансформатора:

$$I_{с.з2} \geq \frac{1,2 \cdot 2,4}{0,8} 3 \cdot 60,5 \cdot 0,7 = 457 \text{ А.}$$

Надо отметить, что при наличии на трансформаторе быстродействующих защит (отсечки и газовой) возникновение процесса самозапуска нагрузки маловероятно, поскольку при быстром отключении к. з. частота вращения электродвигателей не успевает существенно измениться. Что касается к. з. за трансформатором, которое отключается с выдержкой времени (максимальной токовой защитой), то оно не вызывает значительного снижения напряжения на шинах 6 кВ РТП1: $U_{мин} = \sqrt{3} I_{л} x_{ГР} = \sqrt{3} \cdot 1100 \cdot 2,57 = 4900$ В, или 80 % $U_{ном}$, где $x_{ГР} = 2,57$ Ом. Поэтому в рассматриваемом случае по условию (1-1) можно было бы принять $k_{н} = 1,1 \div 1,2$.

в. Случай работы АВР на РТП1, когда к нагрузке РТП1 подключается нагрузка РТП2 в режиме самозапуска. По выражению (1-36) ток срабатывания защиты 2 $I_{с.з2} \geq 1,2 (2,4 \cdot 2 \cdot 60,5 \cdot 0,7 + 1,5 \cdot 2 \times 60,5 \cdot 0,7) = 396$ А.

Из рассмотренных расчетных случаев выбираем наибольшее значение тока срабатывания: 490 А, или около 300 % рабочего максимального тока защищаемой линии. Условие (1-4) согласования чувствительности защит 2 и 1 также выполняется: $I_{с.з2} \geq 1,3 (200 + 3 \cdot 60,5 \cdot 0,7) = 425$ А.

Здесь $k_{н.с} = 1,3$ (табл. 1-1); $I_{с.з1} = 200$ А (рис. 1-52); $3 \cdot 60,5 \times 0,7$ — суммарный рабочий ток трех неповрежденных трансформаторов подстанций РТП1 и РТП2 в режиме питания по защищаемой линии обеих РТП.

Ток срабатывания реле защиты 2, выполненной по схеме неполной звезды, определяется по выражению (1-6): $I_{с.р} = 490/80 = 6,12$ А. Ближайшая уставка на реле РТ-85/1 равна 7 А. Тогда $I_{с.з2} = 560$ А.

Коэффициенты чувствительности по выражению (1-5а): в основной зоне $k_{н.осн}^{з1} = 0,865 \cdot 3700/560 = 5,7 > 1,5$; в зоне резервирования $k_{н.рез}^{з1} = 0,865 \cdot 1100/560 = 1,7$, т. е. резервирование к. з. за трансформатором обеспечивается. Если трансформатор имеет схему соединения обмоток Δ/Y , то следует дополнить схему защиты третьим реле, тогда $k_{ч} = 2$ (пример 2-2).

В этом примере принято, что значения токов к. з. в максимальном и минимальном режимах работы энергосистемы одинаковы. И практически довольно часты случаи, когда между этими токами нет существенного различия, особенно при к. з. за элементами с относительно большим сопротивлением: за реакторами, трансформаторами малой мощности и т. п.

4. Определяется время срабатывания защиты 2 из условия обеспечения ступени селективности с максимальной токовой защитой 1, которая при кратности тока к. з. на шинах РТП1 (точка К2), равной $3700/200 = 18,5$, работает в независимой части характеристики, т. е. с временем 0,5 с (уставки защиты 1 показаны на рис. 1-52). Но при токе, равном 1750 А, у защиты 1 начинает действовать отсечка без выдержки времени (рис. 1-52 и 1-53). Следовательно, для защиты 2 подбирается такая характеристика срабатывания, которая при токе 1750 А или при кратности тока $1750/560 = 3,1$ обеспечивает время срабатывания защиты 2 на 0,5—0,6 с больше, чем время срабатывания защиты 1 при том же значении тока к. з., но при кратности $1750/200 = 8,8$. При этой кратности тока к. з. защита 1 уже работает в независимой части характеристики, т. е. с временем 0,5 с. У защиты 2 при этом же токе время срабатывания должно быть равно примерно 1,0—1,1 с. Это условие выполняется, если для защиты 2 выбрать характеристику с временем срабатывания в независимой части 1 с (рис. 1-53).

Надо отметить, что время срабатывания защиты 2 может быть при необходимости снижено путем увеличения ее тока срабатывания, если это не приведет к недопустимому снижению чувствительности защиты. В данном примере коэффициент чувствительности в основной

зоне достаточно велик, поэтому определяющим будет коэффициент чувствительности в зоне резервирования, т. е. при к. з. за трансформатором $Tr1$ или $Tr2$. Исходя из минимального значения $k_{\text{ч}} = 1,2$, можно выбрать $I_{\text{с.з}} = 0,865 \cdot 1100 : 1,2 \approx 800$ А и $I_{\text{с.р}} = 10$ А. При токе срабатывания отсечки $Tr1$ ($Tr2$), равном 1750 А, кратность тока у реле защиты 2 равна $1750/800 \approx 2,2$. При такой кратности тока защита 2 срабатывает с временем 1 с при выбранной уставке по времени 0,5 с (в установившейся части). Штриховая характеристика 2' на рис. 1-53 построена по типовой характеристике реле РТ-85 для $I_{\text{с.з}} = 800$ А и $t_{\text{с.з}} = 0,5$ с.

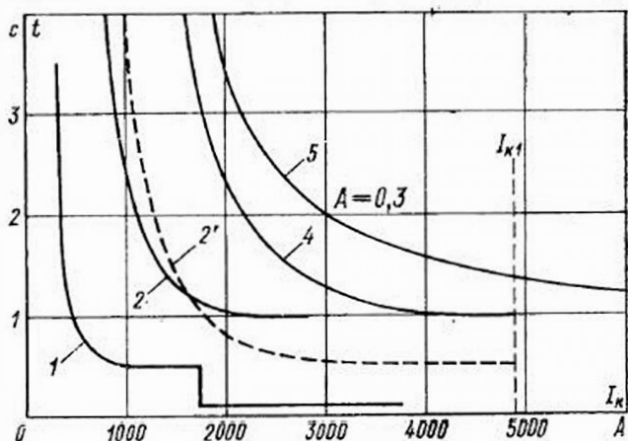


Рис. 1-53. Карта селективности к примеру 1-26 (схема приведена на рис. 1-52)

Токи приведены к напряжению 6 кВ

5. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 4, установленной на секционном выключателе ЦПП. Максимальный рабочий ток через защиту 4 может быть равен сумме токов двух трансформаторов по 630 кВ·А и одного 1000 кВ·А (рис. 1-52) с учетом коэффициента загрузки 0,7, т. е. $0,7(2 \cdot 60,5 + 96) = 152$ А. Для обеспечения бездействия защиты 4 по условию (1-2) $I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 152 = 438$ А. По условию (1-4) $I_{\text{с.з}} \geq 1,3(800 + 0,7 \cdot 96) \approx 1100$ А. Ближайшая уставка на реле РТ-85/1 равна 9 А (при $n_{\text{т}} = 600/5$), таким образом, $I_{\text{с.з}} = 1080$ А. Коэффициенты чувствительности при к. з. на ЦП (К1) и на РТП (К2) больше требуемых; при к. з. за трансформатором 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток Δ/Y $k_{\text{ч}} = 1400/1080 = 1,3 \geq 1,2$, но при условии установки трех реле РТ-85. Коэффициент чувствительности для обоих дешунтируемых ЭО с током срабатывания 5 А оказывается несколько меньше, поскольку для них расчетным является только половина тока к. з. (см. гл. 2): $k_{\text{чЭО}} = 0,5 \cdot 1400/5 \cdot 120 = 1,17$. Если принять для защиты 2 меньший ток срабатывания (560 А), то и для защиты 4 можно выбрать $I_{\text{с.з}} = 840$ А и $I_{\text{с.р}} = 7$ А, что повысит чувствительность защиты 4, но увеличит время ее срабатывания.

6. Выбирается время срабатывания защиты 4. При токе срабатывания 1080 А выбирается уставка по времени 1 с и строится характеристика 4 (рис. 1-53). Степень селективности 0,5 с между защитами 4 и 2 является минимально допустимой для реле этого типа и принимается с учетом достаточно редкого режима питания одной из секций ЦПП через секционный выключатель.

7. Выбирается ток срабатывания защиты 5 — блока зависимой максимальной токовой защиты устройства ЯРЭ-2201. В режиме питания двух секций ЦПП через защиту 5 может проходить максимальный рабочий ток, равный 300 А (см. выше). Для обеспечения бездействия защиты по условию (1-2) $I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \cdot 2,4 \cdot 300 = 875$ А. По условию (1-4) $I_{\text{с.з}} \geq 1,3(1080 + 152) = 1600$ А. Но при этом защита 5 не резервирует к. з. за трансформатором 1000 кВ·А. В соответствии с «Правилами» [1], учитывая редкий режим работы ЦПП с включенным секционным выключателем, не согласовываем между собой чувствительность (токи срабатывания) защиты 5 и 4. Тогда для защиты 5 выбираем $I_{\text{с.з}} = 1080$ А с целью обеспечения дальнего резервирования для трансформатора 1000 кВ·А ($k_{\text{ч}} = 1,3$).

8. Выбирается характеристика времени срабатывания защиты 5 таким образом, чтобы при максимальном значении тока к. з. через предыдущую защиту 4 (4900 А) степень селективности между защитами 5 и 4 была не менее 0,4 с. Характеристика времени срабатывания $t = f(I)$ блока максимальной токовой защиты с зависимой от тока выдержкой времени устройства ЯРЭ-2201 соответствует рассчитанной по выражению

$$t = A \frac{0,14}{I_{*k}^{0,02} - 1}, \quad (1-53)$$

где t — расчетное время срабатывания, с; A — масштабный коэффициент, имеющий диапазон регулирования от 0,05 до 1 (дискретно через 0,05); I_{*k} — относительное значение (кратность) тока к. з. Характеристики $t = f(I_{*k})$ представляют собой семейство кривых, отличающихся значением коэффициента A . При $A = 0,3$ с помощью выражения (1-53) характеристика $t = f(I_{*k})$ может быть построена по следующим точкам:

I_{*k}	1,5	1,75	2,0	2,5	3	3,5	4	4,5	5
$t, \text{ с}$	5,2	4,0	3,0	2,3	1,9	1,7	1,6	1,4	1,3

При максимальном токе к. з. 4900 А относительное значение тока $I_{*k} = I_k/I_{\text{с.з}} = 4900/1080 = 4,5$ и, следовательно, время срабатывания защиты 5 равно 1,4 с, т. е. на 0,4 с больше, чем время срабатывания защиты 4 при этом токе к. з. (1 с). Характеристика времени срабатывания защиты 5 строится на рис. 1-53 при условии $I_k = I_{*k} I_{\text{с.з}}$. Таким же образом выбираются параметры срабатывания защиты секционного выключателя ЦП (на рис. 1-52 не показан).

9. Проверяется термическая стойкость кабеля типа АСБ-3×120 при выбранном времени отключения к. з. у шин ЦПП (4900 А) защитой 2 по выражениям (1-25а) и (1-26). Минимально допустимое сечение кабеля равно: 56 мм² при $t_{\text{с.з}} = 1$ с (кривая 2 на рис. 1-53) и

41 мм² при $t_{с.з} = 0,5$ с (штриховая кривая 2 на рис. 1-53). Расчет произведен так же, как в примере 1-18. Аналогично проверяется термическая стойкость кабеля типа АСБ-3×150 между ЦП1 и ЦРП. Если принять значение тока при к. з. в начале этой кабельной линии около 10 кА, то минимально допустимое сечение кабеля равно примерно 120 мм² при $t_{с.з} \approx 1$ с и примерно 150 мм² при $t_{с.з} \approx 1,5$ с. Очевидно, в п. 4 этого примера было принято правильное решение выбрать меньшее время срабатывания защиты 2 (0,5 с), что позволило выбрать меньшее время срабатывания и для последующих защит 4 и 5.

10. Производится расчетная проверка трансформаторов тока и определение допустимости применения схем защит 1—4 с дешунтированием ЭО с помощью реле типа РТ-85, так же как это выполнено в примере 1-19.

Глава вторая

РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Защита силовых трансформаторов, в том числе понижающих трансформаторов распределительных сетей (с обмоткой высшего напряжения от 3 до 110 кВ), должна выполняться по «Правилам устройства электроустановок» и директивным материалам Минэнерго СССР [1, 7]. Принципы и схемы выполнения защит трансформаторов и основные условия выбора их параметров срабатывания (уставок) изложены в работах [3, 5, 19, 23—25]. В этой главе приведены основные условия и примеры расчета уставок для всех предусмотренных «Правилами» токовых защит понижающих трансформаторов.

В распределительных сетях устройства релейной защиты трансформаторов выполняются, как правило, на переменном оперативном токе. Особенности выполнения схем и расчетов этих устройств изложены в работах [3, 5, 8, 14, 19, 21] и подробно рассматриваются в этой главе.

Широко применяются для защиты трансформаторов распределительных сетей, особенно 3—10 кВ, плавкие предохранители. Условия их выбора изложены в работе [19], рекомендации по выбору номинальных токов даны в гл. 1 (табл. 1-7); в этой главе защита трансформаторов плавкими предохранителями не рассматривается.

2-2. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА БЕЗ ПУСКА ПО НАПРЯЖЕНИЮ И ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

1. Особенности выполнения и расчета

Основные условия расчета максимальной токовой защиты для линий 6 и 10 кВ, изложенные в § 1-1, могут быть применены и для выбора уставок максимальной токовой защиты (без пуска по напряжению) понижающих трансформаторов. Выбор тока срабатывания защиты производится по выражениям (1-1)—(1-4), где только лишь коэффициент надежности согласования $k_{н.с}$ выбирается несколько большим при наличии на трансформаторе устройства регулирования напряжения тока под нагрузкой (РПН). При расчетах аварийных токов к. з. за трансформаторами с РПН, а также токов самозапуска нагрузки, следует учитывать существенные изменения сопротивления рассеяния трансформатора ($x_{тп}$) при изменении положения регулятора РПН (см. ниже). При расчете токов к. з. и выборе уставок защит необходимо также учитывать все возможные режимы работы трансформаторов при их числе более одного, а также при наличии АВР в питаемой сети.

При установке на предыдущих линиях 6—110 кВ дистанционных защит согласование чувствительности (по току) максимальной токовой защиты трансформатора (автотрансформатора) без пуска по напряжению или с комбинированным пусковым органом напряжения (§ 2-3) производится с теми дистанционными защитами, чувствительность которых в зоне резервирования недостаточна [1]. Последнее характерно для распределительных сетей с относительно маломощными трансформаторами на ответвлениях и другими предыдущими элементами с большим сопротивлением.

1. Согласование чувствительности (по току) максимальных токовых защит с предыдущими дистанционными защитами. При согласовании необходимо обеспечить меньшую чувствительность (меньшую зону действия) токовой защиты, чем предыдущей дистанционной, при всех видах к. з., и в том числе при к. з. через максимально возможное переходное активное сопротивление электрической дуги в месте повреждения. В последнем случае ток к. з. через последующую максимальную защиту возрастает по сравнению с металлическим к. з. за таким же по величине полным сопротивлением линии и, следовательно, увеличивается ее зона действия. Однако, как известно, максимальное активное сопротивление электрической дуги в месте к. з. не может быть определено однозначно, поскольку $r_{г}$ зависит от тока к. з., а ток к. з., в свою очередь, зависит от значения $r_{д}$ [3]. Поэтому методика согласования чувствительности (по току) токовых защит с предыдущими дистанционными заключается в том, чтобы убедиться в достаточной чувствительности дистанционной защиты (обычно ее третьей ступени) при к. з. в заданной зоне действия через вероятное сопротивление $r_{д}$, после чего получить право произвести согла-

сование при металлическом к. з. Условие согласования аналогично выражению (1-4):

$$I_{с.з. посл} \geq k_{н.с} \cdot k_{р} \left(I_{к. макс}^{(3)} + \sum_{1}^{(N-1)} I_{раб. макс}^{(N-1)} \right) \quad (2-1)$$

где $k_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования (см. табл. 2-4); $k_{р}$ — коэффициент токораспределения, учитывается при возможности параллельной работы питающих трансформаторов; при возможности одиночной работы трансформатора равен 1, при постоянной параллельной работе двух трансформаторов равной мощности — 2; $I_{к. макс}^{(3)}$ — максимальное значение тока по предыдущей линии, с защитой которой производится согласование, при трехфазном к. з. через максимально возможное активное переходное сопротивление (если предыдущая дистанционная защита недостаточно чувствительна при этом) или при трехфазном металлическом к. з. в конце зоны дей-

ствия этой защиты; $\sum_{1}^{(N-1)} I_{раб. макс}^{(N-1)}$ — геометрическая сумма максимальных рабочих токов всех предыдущих линий, питающихся от рассматриваемого трансформатора, за исключением той линии, с защитой которой производится согласование; при однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение рабочих токов, что создает некоторый расчетный запас. У трехобмоточных трансформаторов должны учитываться рабочие токи (нагрузка) на стороне другого, низшего (или среднего), напряжения.

В выражении (2-1) ток к. з. и суммарный рабочий ток в общем случае должны складываться геометрически, поскольку углы сдвига фаз между напряжением и током при к. з. ($\varphi_k = \varphi_n$) и в режиме нагрузки ($\varphi_{раб}$) не равны между собой. Однако практика расчетов показывает, что при обычных значениях $\varphi_n \approx 55 \div 65^\circ$ для ВЛ 35 и 110 кВ (для ВЛ 10 кВ еще меньше) и $\varphi_{раб} \approx 20 \div 40^\circ$ ошибка при арифметическом сложении составляет всего лишь 5—10 % по сравнению с геометрическим сложением, причем ошибка создает расчетный запас. Поэтому в практических расчетах в формуле (2-1) производится арифметическое сложение токов к. з. и токов нагрузки.

Выполнение условия (2-1) часто приводит к необходимости увеличения тока срабатывания и, следовательно, уменьшения чувствительности максимальной токовой защиты трансформаторов, особенно небольшой мощности. Условие (2-1) может не выполняться, если максимальная токовая защита имеет пусковой орган напряжения, состоящий из трех реле напряжения, включенных на три междуфазных напряжения (рис. 2-11, б), и если произведено согласование по напряжению этой защиты с предыдущими дистанционными защитами [26]. Согласование максимальной защиты трансформатора с предыдущими дистанционными защитами, как по току, так и по напряжению, рассмотрено в примере 2-8.

2. Коэффициент чувствительности. Для токовых защит стандартных трансформаторов со схемами соединения обмоток $\nabla/\Delta-11$ и $\nabla/\nabla/\Delta-0-11$ коэффициент чувствительности рекомендуется опре-

делять по вторичным токам к. з. с помощью формулы (1-5); в основной зоне (на шинах низшего и среднего напряжения) требуется $k_{ч. осн} \geq \geq 1,5$, а в зоне резервирования $k_{ч. рез} \geq 1,2$ [1]. Расчетным видом повреждения является *двухфазное к. з. за трансформатором*. В табл. 2-1 приведены выражения для определения расчетных токов в реле типовых схем максимальной защиты при двухфазных к. з. без учета токов нагрузки. *Расчетным* называется наибольший из вторичных токов, проходящий хотя бы в одном из реле защиты, при рассматриваемом виде к. з. Для упрощения практических расчетов все токи в табл. 2-1 выражены через ток трехфазного к. з. ($I_k^{(3)}$) с учетом того, что для распределительных сетей, как правило, можно считать ток двухфазного к. з. $I_k^{(2)}$ равным $\sqrt{3}I_k^{(3)}/2$, или $0,865I_k^{(3)}$.

Таблица 2-1

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

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при двухфазном к. з.	
		в месте установки защиты или за трансформатором $\nabla/\nabla-0$ (12)	за трансформатором $\nabla/\Delta-11$
Полная звезда (рис. 2-1, а)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_T}$
Неполная звезда с двумя реле (рис. 2-1, б)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_T}$	$I_p = \frac{0,5I_k^{(3)}}{n_T}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод), рис. 2-1, б	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_T}$
Треугольник с тремя реле (рис. 2-1, а)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{n_T}$	$I_p = \frac{1,5I_k^{(3)}}{n_T}$
Треугольник с двумя реле (рис. 2-1, з)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_T}$	$I_p = \frac{1,5I_k^{(3)}}{n_T}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С (рис. 1-10)	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_T}$	Схема не применяется (отказывает при к. з. фаз А и В)

Примечания. $I_k^{(3)}$ — ток трехфазного к. з., приведенный к напряжению той питающей стороны, где установлена рассматриваемая защита; n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

Схемы включения токовых реле максимальной защиты трансформаторов показаны на рис. 2-1. Каждая из схем имеет свою область применения [5], определяемую из условий наибольшей чувствительности к к. з. при наименьшем количестве реле.

Дополнительно отметим, что схему полной звезды (рис. 2-1, а) не следует применять для понижающих трансформаторов 110 и 220 кВ, которые когда-либо могут работать с глухозаземленной нейтралью, поскольку при такой схеме максимальная защита реагирует на к. з. в сети 110 (220) кВ, связанные с землей, что затрудняет выбор уставок, а иногда требует недопустимого увеличения тока

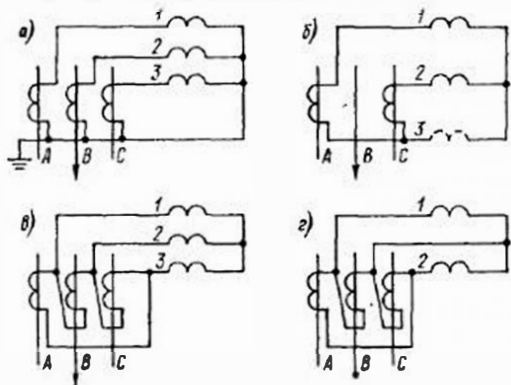


Рис. 2-1. Схемы включения реле тока максимальных токовых защит трансформаторов: а — полная звезда; б — исполная звезда с дополнительным реле 3 в обратном проводе; в — треугольник с тремя реле; г — треугольник с двумя реле

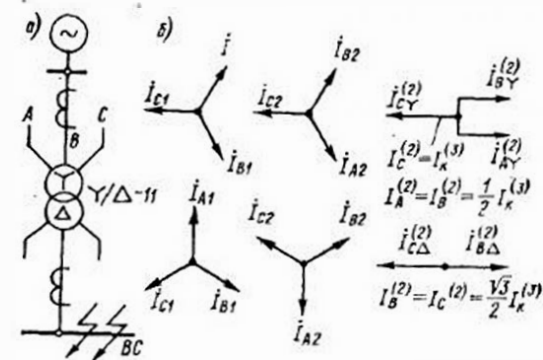
или времени срабатывания защиты. Для таких трансформаторов максимальная защита выполняется по схемам рис. 2-1, в или г [5].

Расчетные выражения в табл. 2-1 составлены на основании векторных диаграмм полных токов в месте двухфазного к. з. и после трансформации симметричных составляющих через трансформатор со стандартной схемой соединений обмоток $Y/\Delta-11$ [3, 16]. Векторные диаграммы, построенные без учета токов нагрузки, приведены на рис. 2-2. Коэффициент трансформации трансформатора при этом условно принят равным 1 для наглядности сравнения между собой полных фазных токов к. з., проходящих на сторонах высшего и низшего напряжения трансформатора. Векторная диаграмма полных токов на стороне высшего напряжения трансформатора (рис. 2-2) имеет такой вид вследствие того, что при трансформации симметричных составляющих тока к. з. со стороны треугольника на сторону звезды система векторов токов прямой последовательности поворачивается на -30° , а система векторов токов обратной последовательности на $+30^\circ$ [3, 16].

Рисунки 2-1 и 2-2 наглядно показывают пути увеличения чувствительности максимальной токовой защиты. Например, добавлением одного реле (з) в схеме рис. 2-1, б можно в 2 раза увеличить чувствительность защиты трансформатора со схемой соединения обмоток $Y/\Delta-11$ или $\Delta/Y-11$, а применением схемы рис. 2-1, в вместо 2-1, г — увеличить в 2 раза чувствительность защиты на стороне высшего напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток $Y/Y/\Delta-0-11$ к двухфазным к. з. на стороне среднего напря-

жения. Однако при выполнении защиты на переменном оперативном токе по схеме с дешунтированием ЭО (рис. 1-19) увеличение количества реле без увеличения количества дешунтируемых ЭО не всегда имеет возможность применить эту схему из-за недостаточной чувствительности ЭО. Рассмотрим условия проверки чувствительности для реле защиты и ЭО применительно к современным типам схем защиты трансформаторов и в соответствии с «Правилами» [1].

2. Схема (а) и вектор-диаграммы (б) токов прямой последовательности и полных токов в сетях высшего и низшего напряжений при двухк. з. на стороне низшего напряжения трансформатора при коэффициенте трансформации 1.



3. Чувствительность защит трансформаторов на переменном оперативном токе, выполненных по схеме с дешунтированием ЭО ЭВ (отключающих и включающих катушек), и расчетные условия применения этих схем. Как указывалось в § 1-1, чувствительность защит на переменном оперативном токе, выполняемых по схеме с дешунтированием отключающих катушек (рис. 1-8 и 1-19), следует проверять с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока, причем коэффициенты чувствительности вычисляются отдельно для реле защиты и ЭО по выражениям, аналогичным (1-7) (1-8). Для типовых схем защит трансформаторов, выполняемых дешунтирующими реле типа РП-341 (рис. 1-19), проверку чувствительности измерительных органов (реле тока максимальных и дифференциальных защит) и токового реле времени типа РВМ-12 ВМ-13) достаточно произвести для режима до дешунтирования ЭО выражению (1-5), а реле РП-341 — после дешунтирования ЭО выражению, аналогичному (1-7):

$$k_{ч.з} = I_{р. мин} (1 - f/100) / (k_n I_{с.р}), \quad (2-2)$$

где $I_{р. мин}$ — из табл. 2-1; f — действительная токовая погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО, %; k_n — коэффициент возврата реле типа РП-341, принимается не превышающим 0,3—0,4 и уточняется при наладке защиты; $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле РП-341, 5 или 2,5 А [12]. Проверка чувствительности реле тока дифференциальной и максимальной защит и реле времени РВМ-12 (РВМ-13) в режиме после дешунтирования не производится, так как реле РП-341 после срабатывания самоудерживается своими замыкающими контактами (Р11, Р12 на рис. 1-19).

Благодаря небольшому значению тока срабатывания и низкому коэффициенту возврата реле РП-341 коэффициент чувствительности по выражению (2-2) оказывается не меньше, чем в режиме додешунтирования ЭО, даже при больших значениях f , вплоть до 60—70 %. Поэтому самым важным является определение чувствительности (надежности срабатывания) ЭО или ЭВ.

Для ЭО (ЭВ) чувствительность определяется по выражению, аналогичному (1-8):

$$k_{ч\ ЭО} = I_{р. мин} (1 - f/100) / (k_y I_{с\ ЭО}), \quad (2-2a)$$

где $I_{р. мин}$ — из табл. 2-1; $I_{с\ ЭО}$ — ток срабатывания ЭО (ЭВ), как правило, 5 или 3,5 А; k_y — коэффициент, учитывающий уменьшение тока в ЭО по сравнению с током в измерительных реле защиты при двухфазных к. з. за защищаемым трансформатором, применяется в случаях, когда количество реле и ЭО различно (табл. 2-2); f — то же, что в выражении (2-2).

Например, для типовой схемы треугольник с тремя реле, но с двумя ЭО (табл. 2-2) расчетный ток в реле при двухфазном к. з. за трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Y $I_{р. мин} = \sqrt{3} I_{к}^{(3)} / n_T$ (табл. 2-1), а ток в ЭО — в два раза меньше, что учитывает $k_x = 2$ (табл. 2-2).

Значение действительной токовой погрешности f в выражении (2-2a) определяется при токе надежного срабатывания ЭО (не менее чем $1,4 I_{с\ ЭО}$) по методике, рассмотренной в § 1-3 и в примере 1-4. Для встроенных трансформаторов тока (например, ТВТ-110) в ряде случаев следует определять значение полной погрешности ϵ , которое с запасом можно использовать в выражениях (2-2) и (2-2a), поскольку всегда $\epsilon > f$. В свою очередь, $\epsilon \% = I_{н\ в\ м} \%$ [3].

Ток намагничивания $I_{н\ в\ м}$ может быть вычислен по типовым или фактическим вольт-амперным характеристикам (или характеристикам намагничивания) трансформаторов тока. В том и в другом случае предварительно вычисляется действующее значение напряжения на зажимах вторичной обмотки трансформатора тока $U_{2\ ТТ}$, необходимое для надежной работы ЭО (ЭВ) при расчетном двухфазном к. з.:

$$U_{2\ ТТ} = \frac{k_n I_{с\ ЭО}}{k_{сх\ ЭО}^{(2)}} (z_{н\ расч}^{(2)} + z_{2\ ТТ}), \quad (2-3)$$

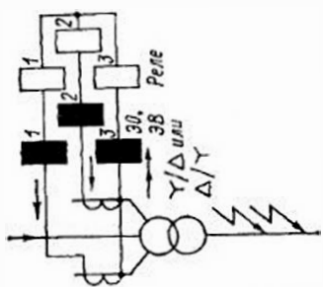
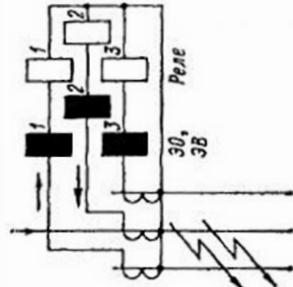
где $k_n = 1,4 \div 1,8$; $k_{сх\ ЭО}^{(2)}$ — коэффициент схемы ЭО, значения приведены в табл. 2-2; $z_{н\ расч}^{(2)}$ — расчетное сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока при двухфазном к. з. за трансформатором в режиме после дешунтирования ЭО (табл. 1-5); $z_{2\ ТТ}$ — сопротивление вторичной обмотки трансформаторов тока (см. приложение). Из выражения (2-3) видно, что $U_{2\ ТТ}$ имеет разные значения для разных схем защиты и схем соединения обмоток защищаемого трансформатора и разных типов трансформаторов тока.

В условиях эксплуатации $I_{н\ в\ м}$ определяется по фактическим вольт-амперным характеристикам: $U_{2\ ТТ} = f(I_{н\ в\ м})$, которые снимаются у всех устанавливаемых трансформаторов тока

Таблица 2-2

Значения коэффициентов к условиям (2-2a) и (2-3)

Схема защиты (после дешунтирования)	Наименование схемы защиты	Количество ЭО (ЭВ) в приводе	$k_{сх}^{(3)}$	k_y	$k_{сх\ ЭО}^{(2)}$
	Треугольник с двумя реле	Два	$\sqrt{3}$	1	1,5
	Треугольник с тремя реле				
	Треугольник с двумя реле	Два	$\sqrt{3}$	1	1
	Треугольник с тремя реле				
		Три	$\sqrt{3}$	1	2

Схема защиты (после демультипликации)	Наименование схемы защиты	Количество ЭО (ЭВ) в приводе	$k_{сх}^{(3)}$	$k_{сх}^{(2)}$	$k_{сх}^{(1)}$
	Несполная звезда с двумя реле	Два	1	1	1
	Несполная звезда с тремя реле	Три	1	2 (худший случай)	2
	Звезда с двумя реле	Два	1	1	1
	Полная звезда с тремя реле	Три	1	1	1

[15]. Для предварительных расчетов можно использовать имеющиеся вольт-амперные характеристики однофазных трансформаторов тока. При этом в задании на наладку защиты следует указать основные точки использованной характеристики, чтобы при наладке убедиться в том, что снятые фактические характеристики не расположились ниже принятых для предварительного расчета.

Например, для двухобмоточного трансформатора $Y/\Delta-11$ по табл. 2-2 $k_{сх}^{(2)} = 1,5$; примем $z_{н.расч}^{(2)} = 3r_{пр} + 3z_p + 3z_{ЭО} + r_{пер} = 10$ Ом; $z_{2ТТ} = 0,22$ Ом; $I_{сЭО} = 5$ А и определим по фор-

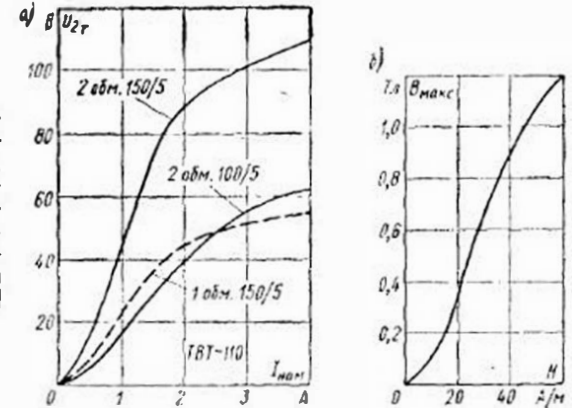


Рис. 2-3. Вольт-амперные характеристики (а) трансформаторов тока типа ТВТ-110, снятые в условиях эксплуатации, в тивовая кривая намагничивания (б) стали марки 3411 ($\delta = 35$ мм), применяемой для изготовления трансформаторов тока [14]

муле (2-3) для трансформаторов тока типа ТВТ (при двух последовательно включенных вторичных обмотках)

$$U_{2ТТ} = \frac{1,4 \cdot 5}{1,5} (10 + 2 \cdot 0,22) = 49 \text{ В.}$$

По вольт-амперной характеристике: $U_{2ТТ} = f(I_{нап})$, приведенной на рис. 2-3, а, снятой для последовательно включенных вторичных обмоток двух сердечников ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ (коэффициент трансформации 100/5 обычно не используется, так как при этом недопустимо мала мощность трансформатора тока [14]), определяем, что $I_{нап} \approx 1$ А. По отношению к расчетному току: $1,4 \times 5/1,5 = 4,66$ А, $I_{нап} \approx 22\%$, и, следовательно, принимаем $\epsilon = f = 22\%$. Для проверки чувствительности ЭО (ЭВ) с током срабатывания 5 А по выражению (2-2а) примем, что ток трехфазного к. з. за этим трансформатором составляет примерно $8I_{нап}$, т. е. при мощности 6,3 МВ·А ток к. з. составляет около 250 А. Ток в реле (табл. 2-1) для схемы защиты (рис. 2-1, а) $I_p = 1,5 \cdot 250/30 = 12,5$ А. По условию (2-2а) $k_{сЭО} = 12,5 (1 - 0,22)/5 = 1,95$, т. е. меньше, чем требуется для ЭО, демультиплицируемого при срабатывании дифференциальной защиты, для которой $k_{сЭО} \approx 2$, а для ЭО — должен быть на 20% выше [1]. Если этот же пример расчета выполнить для трехобмоточного трансформатора $Y/Y/\Delta$ такой же мощности и таким же значением тока к. з. на стороне СН (35 кВ), то по табл. (2-1) для схемы защиты с тремя реле (рис. 2-1, в) получим ток реле $I_p =$

$= 1,73 \cdot 250/30 = 14,4$ А. Но при расчете чувствительности ЭО (ЭВ) по выражению (2-2а) необходимо учесть $k_{\nu} = 2$ (табл. 2-2), поскольку в приводах, как правило, устанавливается лишь по две ЭО (ЭВ). Тогда $k_{\nu, \text{ЭО}} = 14,4 (1 - 0,22)/(2 \cdot 5) = 1,12$, что недопустимо мало. Для трансформатора 10 МВ·А при тех же расчетных условиях коэффициент чувствительности ЭО (ЭВ) может быть в 1,6 раза выше, но также меньше требуемого. Даже для трансформаторов 16 МВ·А чувствительность ЭО (ЭВ) может оказаться меньше требуемой (пример 2-8).

При недостаточной чувствительности ЭО (ЭВ) на трансформаторах 110 кВ относительно небольшой мощности либо не применяют схему защиты с дешунтированием ЭО (ЭВ), либо дополнительно к ней осуществляют включение короткозамыкателя или отключение выключателей с помощью предварительно заряженных конденсаторов. В типовых схемах защиты трансформаторов небольшой мощности используются только предварительно заряженные конденсаторы, что не является достаточно надежным [19]. Таким образом, возможность применения схемы с дешунтированием ЭО (ЭВ) должна быть определена расчетами чувствительности по выражениям (2-2) и особенно (2-2а), а также расчетом вторичного максимального тока при к. з. на выводах высшего напряжения трансформатора по выражениям (1-9) или (1-21).

В некоторых случаях с целью применения схем с дешунтированием ЭВ для этих же трансформаторов устанавливают более мощные (вышние) трансформаторы тока, например типа ТФН, ТФНД (новое обозначение ТФЗМ), с меньшими, как указано выше, коэффициентами трансформации, а в отдельных энергосистемах переводят стандартные ЭВ (ЭО) для уменьшения их тока срабатывания до 3—3,5 А. В последнем случае надо учитывать увеличение их сопротивления.

При проектировании $I_{\text{нам}}$ обычно определяют по типовым характеристикам намагничивания худшего сорта стали, из которой выполняются магнитопроводы трансформаторов тока. Вычисление производится следующим образом:

а. Определяется значение максимальной магнитной индукции (в теслах) в магнитопроводе трансформатора тока:

$$B_{\text{макс}} = U_{2\text{ТТ}} / (4,44 f \omega_2 Q), \quad (2-4)$$

где $U_{2\text{ТТ}}$ — действующее значение напряжения на вторичной обмотке трансформатора тока, необходимое для надежной работы ЭО (ЭВ) или реле при расчетном к. з., определяется по формуле (2-3); V ; f — частота, равная 50 Гц; ω_2 — действительное число витков вторичной обмотки трансформатора тока; Q — сечение магнитопровода (сердечника) трансформатора тока, м².

б. По кривой намагничивания стали трансформатора тока $B_{\text{макс}} = f(H)$ находится действующее значение напряженности поля H (в амперах на метр) в магнитопроводе трансформатора тока. При этом берется кривая намагничивания наилучшего сорта стали.

в. Определяется действующее значение тока намагничивания (в амперах), приведенное к вторичной обмотке трансформатора тока

$$I_{\text{нам}} = H L_{\text{ср}} / \omega_2, \quad (2-5)$$

где $L_{\text{ср}}$ — средняя длина магнитной силовой линии (магнитного пути) в магнитопроводе трансформатора тока, м; ω_2 — то же, что в выражении (2-4).

Например, для трансформаторов тока ТВТ-110 при $n_{\text{т}} = 150/5$ по данным завода-изготовителя $\omega_2 = 29$; $Q = 86 \cdot 10^{-4}$ м²; $L_{\text{ср}} = 1,62$ м. По полученному выше значению $U_{2\text{ТТ}} = 49$ В определяется по формуле (2-4) $B_{\text{макс}} = 49 / (4,44 \cdot 50 \cdot 0,0086 \cdot 29) = 0,88$ Тл. Для последовательно включенных вторичных обмоток двух одинаковых сердечников $B_{\text{макс}} = 0,44$ Тл. По кривой намагничивания стали марки 3411 (Э310) (рис. 2-3, б) при $B_{\text{макс}} = 0,44$ Тл $H \approx 20$ А/м. Тогда по формуле (2-5) $I_{\text{нам}} = 20 \cdot 1,62 / 29 = 1,1$ А, т. е. несколько (на 10 %) больше $I_{\text{нам}}$, определенного по фактической вольт-амперной характеристике трансформатора тока этого типа (рис. 2-3, а), что вполне вероятно, поскольку практически трансформаторы тока могут изготавливаться из лучших сортов стали, по сравнению с принятым в качестве расчетного (рис. 2-3, б).

4. Проверка чувствительности токовых защит трансформаторов со схемами соединения обмоток звезда—звезда и треугольник—звезда с выведенной нейтралью на стороне 0,4 кВ (Y/Y и Δ/Y). Для защит таких трансформаторов производится проверка чувствительности не только при двухфазных к. з. (см. п. 2), но и при однофазных к. з. на землю на стороне 0,4 кВ. В табл. 2-3 приведены выражения для определения расчетных токов в реле типовых схем максимальной токовой защиты на стороне 6 (10) кВ указанных трансформаторов при однофазных к. з. на землю на стороне 0,4 кВ. Расчетные выражения составлены на основании векторных диаграмм полных токов в месте однофазного к. з. и после трансформации симметричных составляющих через трансформаторы со стандартными схемами соединения обмоток $Y/Y-0$ и $\Delta/Y-11$. Векторные диаграммы (рис. 2-4) построены без учета тока нагрузки. Коэффициент трансформации трансформатора при этом условно принят равным 1 для наглядности сравнения между собой полных токов к. з., проходящих на сторонах высшего и низшего напряжений трансформатора. Векторная диаграмма полных токов на стороне высшего напряжения трансформатора $Y/Y-0$ (рис. 2-4, а) имеет такой вид из-за того, что симметричные составляющие нулевой последовательности не могут проходить в обмотке высшего напряжения, соединенной в звезду, поскольку одинаковое направление этих токов здесь невозможно. Поэтому полный ток в поврежденной фазе на стороне 6 (10) кВ составляет $2/3$ полного тока однофазного к. з. в месте повреждения. Из векторной диаграммы токов на стороне высшего напряжения трансформатора $\Delta/Y-11$ (рис. 2-4, б) видно, что полные токи на этой стороне в $\sqrt{3}$ раз меньше полного тока однофазного к. з. в месте повреждения. Это объясняется, во-первых, тем, что симметричные составляющие нулевой последовательности

Таблица 2-3

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

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $k_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при однофазном к. з. за трансформатором	
		$\Upsilon/\Upsilon-0$	$\Delta/\Upsilon-11$
Полная звезда (рис. 2-1, а)	1	Не применяется	Не применяется
Неполная звезда с двумя реле (рис. 2-1, б)	1	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод), рис. 2-1, в	1	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{3n_T}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Треугольник с тремя реле (рис. 2-1, г)	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Треугольник с двумя реле (рис. 2-1, з)	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_T}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз А и С (рис. 1-10)	$\sqrt{3}$	Схема не применяется (отказывается при однофазном к. з. фазы В)	Схема не применяется (отказывается при к. з. фазы В и С)

Примечание. $I_k^{(1)}$ — полный ток однофазного к. з. на стороне 0,4 кВ, приведенный к напряжению питающей стороны трансформатора, где установлена максимальная токовая защита; n_T — коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

не выходят за пределы обмотки высшего напряжения трансформатора, соединенной в треугольник, и, таким образом, отсутствуют в линейных токах на этой стороне трансформатора, и, во-вторых, поворотом системы векторов токов прямой последовательности на $+30^\circ$, а системы векторов токов обратной последовательности на -30° при трансформации со стороны звезды на сторону треугольника [16].

При недостаточной чувствительности максимальной токовой защиты к однофазным к. з. на стороне 0,4 кВ на трансформаторе дополнительно устанавливается специальная защита нулевой после-

довательности (см. примеры 2-1 и 2-2), предусмотренная «Правилами» [1].

5. Особенности расчетов токов к. з. для выбора уставок защит трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения (РПН). Как известно, на современных трансформаторах распределительных сетей 35 кВ и выше устанавливаются автоматические регуляторы напряжения, имеющие целью поддерживать на шинах

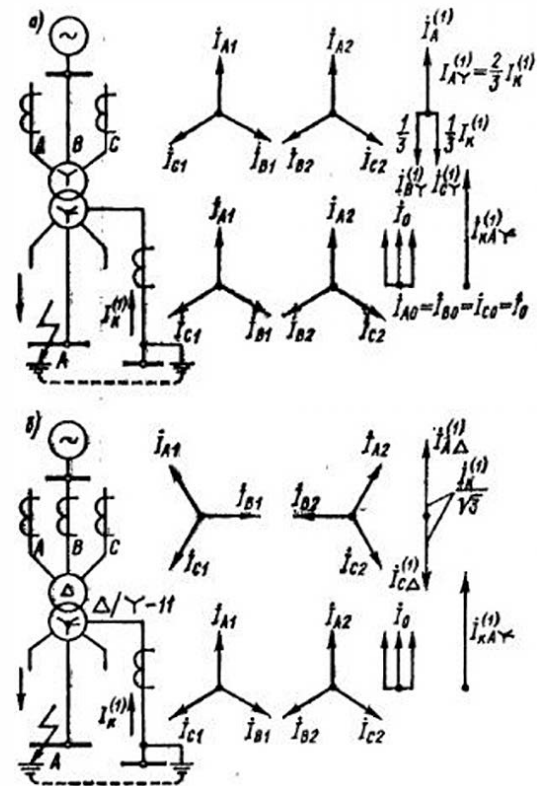


Рис. 2-4. Векторные диаграммы токов при однофазном к. з. на стороне низшего напряжения трансформаторов со схемами соединения обмотки $\Upsilon/\Upsilon-0$ (а) и $\Delta/\Upsilon-11$ (б)

низшего напряжения (НН) трансформатора номинальное напряжение при эксплуатационных изменениях напряжения на стороне высшего напряжения (ВН). Это достигается регулированием коэффициента трансформации трансформатора с помощью изменения напряжения, чаще всего стороны ВН. Исключение составляют трансформаторы 110 кВ мощностью 2,5 МВ А, у которых устройство РПН на стороне НН (ГОСТ 12965—74). При изменении напряжения регулируемой стороны ВН обратно пропорционально ему изменяется ток на этой стороне, но при использовании всех отрицательных ответвлений обмотки РПН (рис. 2-19) с номинальными напряжениями -5% и ниже номинальный ток не должен превышать 1,05 номинального тока стороны ВН (ГОСТ 11677—75, переиздание 1978 г.).

При регулировании напряжения на стороне ВН изменяется и сопротивление рассеяния трансформатора, отнесенное к стороне ВН ($x_{тр}$), причем характер этого изменения зависит от конструктивных особенностей трансформатора. Для понижающих трансформаторов 110 кВ общего назначения (ГОСТ 12965—74) при уменьшении коэффициента трансформации ($-\Delta U_{РПН}$) сопротивление $x_{тр}$ уменьшается по сравнению со средним его значением, а при увеличении коэффициента трансформации ($+\Delta U_{РПН}$) — увеличивается. В этом ГОСТ приведены расчетные значения напряжений к. з. u_k (в процентах) не только для среднего положения регулятора РПН ($u_{k, ср}$), но и для его положений на крайних ответвлениях регулируемой обмотки (РО): $u_{k, мин}$ и $u_{k, макс}$. Эти значения отнесены к номинальной мощности трансформатора и напряжениям среднего и крайних ответвлений РО, соответственно (см. приложение), причем крайнему «минусовому» ответвлению РО ($-\Delta U_{РПН}$) соответствует $u_{k, мин}$, а крайнему «плюсовому» ответвлению — $u_{k, макс}$. У трансформаторов 35 кВ (ГОСТ 11920—73) 4 и 6,3 МВ·А имеется такая же зависимость u_k , но есть примеры, когда «минусовому» ответвлению соответствует $u_{k, макс}$ и наоборот. Однако и в этих случаях «минусовому» ответвлению РО соответствует $x_{тр, мин}$.

Для трансформаторов 110 и 35 кВ, у которых при $-\Delta U_{РПН}$ напряжение к. з. u_k (в процентах) меньше среднего, а при $+\Delta U_{РПН}$ — больше среднего, значения $x_{тр}$ (в омах), отнесенных к регулируемой стороне ВН, определяются по выражениям:

$$x_{тр, ср} = u_{k, ср} U_{ср. ВН}^2 / 100 S_{ном. тр}; \quad (2-6)$$

$$x_{тр, мин} = \frac{u_{k, мин} U_{мин. ВН}^2}{100 S_{ном. тр}} = \frac{u_{k, мин} [U_{ср. ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{ном. тр}}; \quad (2-7)$$

$$x_{тр, макс} = \frac{u_{k, макс} U_{макс. ВН}^2}{100 S_{ном. тр}} = \frac{u_{k, макс} [U_{ср. ВН} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{ном. тр}}; \quad (2-8)$$

где $U_{ВН}$ — напряжение на стороне ВН, кВ; $S_{ном. тр}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{РПН} / 100$ — половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора ($\Delta U_{РПН}$ — в процентах). Если напряжение $U_{макс. ВН}$ по формуле (2-8) оказывается больше максимально допустимого для данной сети (табл. В-1), то $U_{макс. ВН}$ в выражении (2-8) следует принимать по табл. В-1. Величину u_k (в процентах) для положения регулятора, соответствующего $U_{ВН} = U_{макс}$, необходимо определить или экспериментально или путем интерполяции по известным значениям $u_{k, ср}$ и $u_{k, макс}$. Для существующих понижающих трансформаторов распределительных сетей 35—110 кВ с достаточной точностью в практических расчетах можно принимать искомое u_k примерно равным паспортному $u_{k, макс}$. Например, у трансформатора с коэффициентом трансформации $(115 \pm 16\%)$ кВ/11 кВ по расчету $U_{макс. ВН} = 115 (1 + 0,16) = 133,4$ кВ. Но для этой сети (табл. В-1) $U_{макс} = 126$ кВ, следова-

тельно. В формулу (2-8) подставляется $U_{макс} = 126$ кВ. В таких случаях

$$x_{тр, макс} \approx u_{k, макс} U_{макс}^2 / (100 S_{ном. тр}). \quad (2-8а)$$

При отсутствии паспортных данных величины $x_{тр, мин}$ и $x_{тр, макс}$ достаточно просто могут быть определены экспериментально. Для предварительных расчетов можно использовать параметры однофазных трансформаторов или параметры, приведенные в ГОСТ. У современных понижающих трансформаторов 110 кВ распределительных сетей с $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ $x_{тр}$ при крайних положениях регулятора РПН может отличаться от среднего в 1,3—1,6 раза, а отношение $x_{тр, макс} / x_{тр, мин}$ может быть в пределах 2—2,5 и даже больше. У трансформаторов 35 кВ (ГОСТ 11920—73) мощностью 4 и 6 МВ·А при $\Delta U_{РПН} = \pm 9\%$ это отношение равно примерно 1,8 (для трансформаторов 35 кВ меньшей мощности это отношение значительно меньше). Очевидно, что большое различие в значениях $x_{тр}$ вызывает и значительные различия в значениях $I_{к, макс}$ и $I_{к, мин}$ — тока, протекающих по регулируемой стороне ВН при к. з. за трансформатором. Значения $I_{к, макс}^{(3)}$ необходимы для расчета $I_{с. з}$ дифференциальных защит (§ 2-4, 2-5), расчетной проверки трансформаторов тока (§ 1-3), согласования характеристик зависимых максимальных защит (рис. 1-9, б) и др.; расчетная схема для вычисления этого тока используется также для приближенного определения тока самозапуска нагрузки (см. далее). Значения $I_{к, мин}$ необходимы для вычисления коэффициента чувствительности защит.

Вычисление максимально возможного тока к. з. $I_{к, макс}^{(3)}$ следует производить при наименьшем сопротивлении питающей системы в максимальном ее режиме ($x_{с, макс}$, отнесенном к $U_{ср}$ сети ВН) и сопротивлении $x_{тр, мин}$, вычисленном по формуле (2-7). Значения э. д. с. питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов к. з. должны быть получены из электрических расчетов сети во всех возможных режимах ее работы. Однако это достаточно трудно выполнить для современных сложных схем электроснабжения. Для практических расчетов токов к. з. за понижающим трансформатором можно воспользоваться известным методом наложения аварийных токов на ток нагрузки трансформатора в предаварийном режиме [16, 25]. В основу этого метода положено предположение о постоянстве номинального напряжения на стороне НН (или СН) трансформатора, которое обеспечивается автоматикой РПН. В целях упрощения практических расчетов определение $I_{к, макс}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению [27]:

$$I_{к, макс. ВН}^{(3)} = U_{ном} / [1/\sqrt{3} (x_{с, макс} + x_{тр, мин})], \quad (2-9)$$

где $U_{ном}$ — номинальное междуфазное напряжение сети (табл. В-1). По сравнению с расчетом методом наложения расчет по формуле (2-0) дает небольшое увеличение значения $I_{к, макс}^{(3)}$, что создает расчетный запас.

Приведение $I_{к. макс. ВН}^{(3)}$ к переуправляемой стороне НН следует производить не по среднему коэффициенту трансформации трансформатора, а по минимальному, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток:

$$I_{к. макс. НН}^{(3)} = I_{к. макс. ВН}^{(3)} \frac{U_{ср. ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}} \quad (2-10)$$

Вычисление минимального тока к. з. $I_{к. мин}^{(3)}$ следует производить при наибольшем сопротивлении питающей системы в минимальном ее режиме ($x_{с. мин}$) и наибольшем сопротивлении рассматриваемого трансформатора, вычисленном с помощью выражения (2-8) или (2-8а). Значения э. д. с. питающей системы на стороне ВН защищаемого трансформатора при точном расчете токов к. з. также должны быть получены из электрических расчетов сети. Но поскольку это достаточно трудно выполнимо, для практических расчетов $I_{к. мин}^{(3)}$ также можно воспользоваться методом наложения [16, 25]. В целях упрощения практических расчетов вычисление $I_{к. мин}^{(3)}$ для выбора уставок релейной защиты понижающих трансформаторов с РПН можно производить по выражению

$$I_{к. мин. ВН}^{(3)} = U_{макс. ВН} / \sqrt{3} (x_{с. мин} + x_{тр. макс}), \quad (2-11)$$

где $U_{макс. ВН} = U_{ср. ВН} (1 + \Delta U_{*РПН})$, но не более $U_{макс}$ (табл. В-1). При определении методом наложения минимально возможного тока к. з. за трансформатором ток нагрузки в доаварийном режиме считается равным нулю.

Приведение $I_{к. мин. ВН}^{(3)}$ к переуправляемой стороне НН следует производить с помощью коэффициента трансформации, при котором вычислялся этот ток:

$$I_{к. мин. НН}^{(3)} = I_{к. мин. ВН}^{(3)} \frac{U_{макс. ВН}}{U_{НН}}, \quad (2-12)$$

где $U_{макс. ВН}$ — не более, чем указанное в табл. В-1.

Например, для понижающего трансформатора типа ТДН-16 000/110; φ/Δ -11; 16 МВ·А; (115 ± 9·1,78 %) кВ/11 кВ известны $u_{к. ср} = 10,5 \%$; $u_{к. мин} = 9,8 \%$; $u_{к. макс} = 11,5 \%$. Сопротивления питающей системы $x_{с. макс} = 10 \text{ Ом}$, $x_{с. мин} = 20 \text{ Ом}$, приведенным к напряжению 110 кВ. Необходимо определить $I_{к. макс}^{(3)}$, $I_{к. мин}^{(3)}$ при трехфазном к. з. за трансформатором. Для этого с помощью выражений (2-7) и (2-8а) определяются сопротивления трансформатора:

$$x_{тр. мин} = 9,8 [115 (1 - 0,16)]^2 / (100 \cdot 16) = 57 \text{ Ом};$$

$$x_{тр. макс} = 11,5 \cdot 126^2 / (100 \cdot 16) = 114 \text{ Ом}.$$

Максимальные значения токов к. з.: по формуле (2-9)

$$I_{к. макс. ВН}^{(3)} = 110 \cdot 000 / \sqrt{3} (10 + 57) = 950 \text{ А};$$

по формуле (2-10)

$$I_{к. макс. НН}^{(3)} = 950 \frac{115 (1 - 0,16)}{11} = 8350 \text{ А}.$$

Минимальные значения токов к. з.: по выражению (2-11)

$$I_{к. мин. ВН}^{(3)} = 126 \cdot 000 / \sqrt{3} (20 + 114) = 545 \text{ А}$$

и по выражению (2-12)

$$I_{к. мин. НН}^{(3)} = 545 \cdot 126 / 11 = 6250 \text{ А}.$$

Интересно оценить соотношения вычисленных сопротивлений: $x_{тр. макс} / x_{тр. мин} = 114 / 57 = 2$; $x_{тр. ср} / x_{тр. мин} = 87 / 57 = 1,52$; $x_{тр. макс} / x_{тр. ср} = 114 / 87 = 1,3$, а также соотношения токов к. з.: на стороне ВН $950 / 545 = 1,75$; на стороне НН $8350 / 6250 = 1,33$. Разумеется, при других значениях сопротивлений системы соотношения токов к. з. будут иными, но различие останется, по-видимому, таким, что пренебрегать им при выборе рабочих уставок защиты не следует.

6. Приближенный расчет тока самозапуска нагрузки для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения (РПН). Максимальный ток самозапуска, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора с РПН ($I_{сзп. макс. ВН}$), определяется так же, как ток $I_{к. макс}^{(3)}$ при к. з. за сопротивлением заторможенной нагрузки (§ 1-5) при $x_{с. макс}$ и $x_{тр. мин}$ по выражению, аналогичному (2-9):

$$I_{сзп. макс. ВН} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} (x_{с. макс} + x_{тр. мин} + x'_{п. сум})}, \quad (2-13)$$

где $x'_{п. сум}$ — сопротивление заторможенной нагрузки по выражению (1-50), приведенное к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора:

$$x'_{п. сум} = \frac{U_{ном. дп}}{\sqrt{3} I_{п. сум}} \left[\frac{U_{ср. ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}} \right]^2. \quad (2-14)$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (из § 1-5 $x_{*нагр} = 0,35$), отнесенное к номинальной мощности трансформатора с РПН и минимальному напряжению его стороны ВН (при $-\Delta U_{РПН}$), определяется по выражению, аналогичному (2-7):

$$x'_{нагр} = x_{*нагр} [U_{ср. ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2 / S_{ном. тр}. \quad (2-15)$$

Здесь необходимо отметить, что имеющийся при расчете по формуле (2-13) расчетный запас учитывает, в частности, возможное увеличение тока самозапуска в случае автоматического включения под нагрузку находившегося в резерве трансформатора, у которого в этот момент регулятор РПН находится в крайнем «минусовом» положении, не соответствующем более высокому напряжению на вводах ВН.

Продолжая пример с трансформатором 16 МВ·А, определяем величину $I_{сзп. макс. ВН}$ по (2-13) при условии, что трансформатор может работать с полной нагрузкой и что нагрузка может быть представлена как обобщенная с $x_{*нагр} = 0,35$ (при отсутствии высоковольтных двигателей):

$$I_{сзп. макс. ВН} = 110 \cdot 000 / \sqrt{3} (10 + 57 + 204) = 235 \text{ А},$$

где по формуле (2-15) $x'_{нагр} = \frac{0,35 [115 (1 - 0,16)]^2}{16} = 204 \text{ Ом}$.

По отношению к номинальному току трансформатора при этом же положении регулятора РПН $I_{ном. тр. макс} = 85 \text{ А}$, коэффициент самозапуска по формуле (1-47) $k_{сзп} = 235 / 85 = 2,76$. По току самозапуска определяется ток срабатывания максимальной токовой защиты без пуска по напряжению, установленной на стороне ВН, по условию (1-1). Для условий этого примера $I_{с. з} = 352 \text{ А}$ при $k_{н} = 1,2$; $k_{п} = 0,8$. При $n_{г} = 150/5$ и схеме соединения трансформаторов тока в треугольник по формуле (1-6) $I_{с. р} = 20 \text{ А}$.

По табл. 2-1 $I_{р} = 1,5 / I_{н}^{(3)} = 1,5 \cdot 545 / 30 = 27 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности этой защиты в соответствии с формулой (1-5) $k_{з} = 27 / 20 = 1,35 < 1,5$ [1].

Для сравнения выполнив тот же расчет, но без учета влияния РПН на сопротивление трансформатора, получим значительно более высокий коэффициент чувствительности. Таким образом, наличие РПН приводит к существенному увеличению значения $I_{с.з.}$ и уменьшению значения $I_{к.н.}^{(3)}$, а следовательно, к снижению чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора. Поэтому для трансформаторов с РПН, питающих нагрузку типа *обобщенной* или тем более высоковольтные двигатели, участвующие в самозапуске, оказывается необходимым, как правило, выполнять максимальную токовую защиту с пуском по напряжению (§ 2-3).

7. Особенности согласования по току максимальных токовых защит трансформаторов с предыдущими защитами при наличии РПН. Как уже отмечалось, при изменении напряжения на стороне ВН в сторону уменьшения ток на этой стороне увеличивается, а на стороне НН — остается неизменным. В связи с этим следует принимать несколько большие значения коэффициента $k_{н.с}$ в выражении (1-4). По сравнению со значениями $k_{н.с}$ (табл. 1-1), в рассматриваемых случаях этот коэффициент должен быть увеличен в k раз:

$$k = 1/(1 - \Delta U_{\text{з.рпн}}). \quad (2-16)$$

Однако для трансформаторов, выполненных по ГОСТ 11677—75, (перездание 1978 г.) при использовании всех отрицательных ответвлений обмотки РПН с номинальными напряжениями — 5 % и ниже номинальный ток не должен превышать 1,05 номинального тока стороны ВН. При этом условии $k = 1,05$ (табл. 2-4).

Значения $k_{н.с}$ для максимальных токовых защит понижающих трансформаторов

Таблица 2-4

Тип реле защиты		Трансформаторы	
трансформаторов на стороне ВН	отходящих линий на стороне НН	без регулирования напряжения	с регулируемым напряжением на стороне ВН
РТ-40	РТ-40	1,25	1,3
РТ-40	РТ-80	1,3	1,35
РТ-40	РТВ	1,4	1,45
РТВ	РТВ	1,5	1,6

8. Время срабатывания максимальных токовых защит понижающих трансформаторов. Оно определяется из двух условий:

а) селективности с защитами предыдущих и последующих элементов (§ 1-1);

б) стойкости трансформатора при внешних коротких замыканиях.

По второму условию (ГОСТ 11677—77) продолжительность короткого замыкания на зажимах трансформатора не должна превышать значения t_n , которое определяется по выражению (для масляных и заполненных негорючим диэлектриком трансформаторов)

$$t_n = 1500/k^2, \quad (2-17)$$

где k — значение кратности тока к. з. для основного (среднего) ответвления, причем для трансформаторов мощностью более 1 МВ·А

ток к. з. должен вычисляться с учетом сопротивления питающей энергосистемы.

Однако значение t_n и, следовательно, время срабатывания максимальной токовой защиты трансформаторов при к. з. на его зажимах ($I_{с.з.}$) не должны превышать:

4 с — при к. з. на сторонах с номинальным напряжением 35 кВ и ниже;

3 с — при к. з. на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше.

Эти указания ГОСТ 11677—77 (перездание 1978 г.) распространяются на трансформаторы, выпускаемые с 1 июля 1976 г. Для трансформаторов, выпущенных ранее, следует руководствоваться указаниями ГОСТ 11677—65, а также указаниями [7].

9. Токовая отсечка на трансформаторах. Она выполняется, как правило, по схеме неполной звезды (рис. 2-1, б) с двумя реле. Условия расчета отсечки рассмотрены в § 1-2. Определение тока при к. з. за трансформатором с РПН для выражения (1-11) производится по формуле (2-9).

2. Примеры расчета максимальной токовой защиты, токовой отсечки и специальной токовой защиты нулевой последовательности трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/Y и Δ/Y § (10); 0,4—0,23 кВ

Пример 2-1. Выбираются уставки максимальной защиты, токовой отсечки на стороне 6 кВ и специальной защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора ТМ-1 (1000 кВ·А), (0,4—0,23 кВ, $u_n = 5,5\%$, схема соединения Y/Y . Трансформатор подключен к шинам ЦРП промышленного предприятия (рис. 1-52).

Решение. 1. Рассчитываются токи при трехфазных к. з.: на стороне 6 кВ — 4900 А; на стороне 0,4 кВ — 1400 А, приведенных к напряжению 6 кВ.

2. Рассчитывается коэффициент самозапуска *обобщенной* нагрузки (аналогично примеру 1-20); $k_{сзп} = 2,5$.

3. Выбирается ток срабатывания максимальной защиты на стороне 6 кВ, выполненной по схеме неполной звезды с двумя реле РТ-85, дешунтирующими соответственно два ЭО (табл. 2-2). По условию (1-1) ток срабатывания защиты должен быть не менее 330 А при $k_n = 1,1$; $k_{сзп} = 2,5$; $k_n = 0,8$; $I_{\text{раб. макс}} = I_{\text{ном. зр}} = 96$ А, приведенным к напряжению 6 кВ. По условию (1-3) обеспечения бездействия защиты после работы АВР на стороне 0,4 кВ

$$I_{с.з.} \geq k_n (k_{сзп} I_{\text{раб. макс. рел}} + I_{\text{раб. макс}}) = \\ = 1,2 (2,5 \cdot 0,7 \cdot 96 + 0,7 \cdot 96) = 280 \text{ А,}$$

где $I_{\text{раб. макс. рел}}$ — максимальный рабочий ток секции 0,4 кВ, которая подключается к рассматриваемому трансформатору при

срабатывании устройства АВР, принимается равным $(0,65 \div 0,7) I_{ном.тр}$; $I_{раб. макс}$ — максимальный рабочий ток рассматриваемого трансформатора, который в схеме с АВР не должен превышать $(0,65 \div 0,7) I_{ном.тр}$, чтобы не допускать опасной перегрузки трансформатора после действия АВР.

Предварительно принимается $I_{с.з} = 330$ А, приведенным к напряжению 6 кВ, или 4950 А, приведенным к напряжению 0,4 кВ ($345\% I_{ном.тр}$). Проверяется согласование характеристики защиты трансформатора с наиболее высокой из характеристик срабатывания предыдущих защитных устройств элементов 0,4 кВ. Для примера на карте селективности рис. 2-5, а построена защитная характеристика 1 селективного автомата АВ наиболее мощного элемента 0,4 кВ (токи приведены к напряжению 6 кВ). Характеристика 2 максимальной защиты трансформатора с реле типа РТ-85 и током срабатывания 330 А подбирается таким образом, чтобы обеспечить ступень селективности $\Delta t \geq 0,5$ с при всех возможных значениях токов к. з. При этом время действия защиты 2 в независимой части не следует допускать большим, чем 0,5—1 с, чтобы не увеличивать времени срабатывания защит питающих элементов 6 кВ (последующих). При выполнении защиты 2 с реле типа РТВ следовало бы принять $t_{с.з}$ не менее 0,7 с в независимой части характеристики.

4. Проверяется чувствительность максимальной защиты трансформатора, выполненной по схеме неполной звезды (рис. 2-6, а).

а. При двухфазном к. з. за трансформатором. Расчетный ток в реле (табл. 2-1)

$$I_{р. мин} = \sqrt{3} I_{к. мин}^{(3)} / (2n_T) = \sqrt{3} \cdot 1400 / (2 \cdot 200/5) = 30 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле согласно (1-6) равен 8 А. Коэффициент чувствительности по выражению (1-5) $k_{с.з}^{(2)} = I_{р. мин} / I_{с.р} = 30/8 = 3,7$. Для максимальных токовых защит трансформаторов с низким напряжением 0,23—0,4 кВ наименьший коэффициент чувствительности может быть около 1,5 [1]. Однако учитывая большую вероятность возникновения к. з. через переходное сопротивление и искусственного уменьшения из-за этого значения тока к. з., рассчитанного без переходного сопротивления, весьма желательно обеспечивать более высокий коэффициент чувствительности защиты при металлическом к. з. (около 2). В работах [16, 19, 28—30] приводятся данные для расчета токов к. з. в сетях 0,4 кВ с учетом активных сопротивлений элементов и переходного сопротивления в месте повреждения. Но поскольку точно учесть переходное сопротивление в месте к. з. невозможно, стремятся повысить чувствительность релейной защиты. Например, для ответственных трансформаторов 6/0,4 кВ собственных нужд тепловых электростанций «Теплоэлектропроектом» (с 1972 г.) применяется максимальная токовая защита с комбинированным пусковым органом напряжения, для которой можно устанавливать $I_{с.з} \approx 1,5 I_{ном.тр}$ (§ 2-3), в связи с чем чувствительность защиты значительно возрастает.

Однако для такой чувствительной защиты на трансформаторах, питающих *двигательную* нагрузку, возникает опасность неправиль-

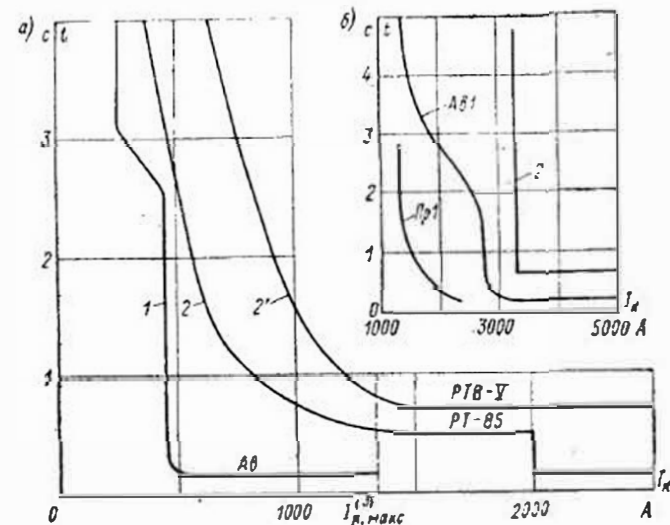
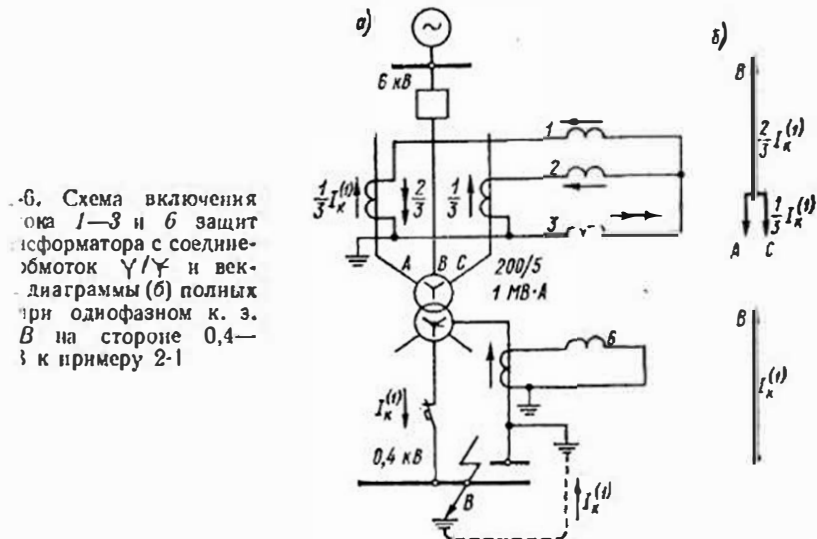


Рис. 2-5. Карта селективности к примеру 2-1: а — согласование характеристик максимальной токовой защиты трансформатора на стороне 6 кВ (кривые 2 и 2') и автомата на стороне 0,4 кВ (кривая 1); токи приведены к напряжению 6 кВ; б — согласование характеристики защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ трансформатора (кривая 2) и характеристик предохранителей (Pr1) и автомата (Ab1) элементов 0,4 кВ; токи отнесены к напряжению 0,4 кВ



2-6. Схема включения обмоток 1—3 и 6 защит трансформатора с соединительной обмоткой Υ/Υ и векторная диаграмма (б) токов при однофазном к. з. В на стороне 0,4—3 к примеру 2-1

ного (излишнего) срабатывания при близких двухфазных к. з. на питающей линии (например, на линии ЦРП — РТПП, рис. 1-52) из-за того, что эта защита обычно имеет меньшее время срабатывания чем последующая защита питающей линии. Токовые реле максимальной защиты трансформатора могут придти в действие при этом виде повреждения за счет увеличения тока, потребляемого нагруженными электродвигателями при снижении напряжения. Комбинированный пусковой орган этой защиты (§ 2-3) также приходит в действие из-за нарушения симметрии напряжения. Для предотвращения возможного неправильного (излишнего) действия этой защиты рекомендуется ее время срабатывания выбирать на ступень большим, чем время срабатывания защиты питающей линии. А при к. з. за трансформатором или в трансформаторе селективность должна обеспечиваться согласованием защиты питающей линии с токовой отсечкой на трансформаторе (см. п. 6 этого примера).

б. При однофазном к. з. за трансформатором (рис. 2-6). Расчетный ток в реле (табл. 2-3) определяется по току однофазного металлического к. з., который вычисляется без учета сопротивления питающей энергосистемы до места включения трансформатора и без учета переходного сопротивления в месте к. з. [1]:

$$I_k^{(1)} = 3U_{\phi} / (2z_{1\text{ТР}} + z_{0\text{ТР}}). \quad (2-18)$$

Для трансформаторов со схемой соединения Y/Y значения $z_{0\text{ТР}}$ в несколько раз больше, чем $z_{1\text{ТР}}$. Это объясняется тем, что при однофазном к. з. на стороне низшего напряжения 0,4 кВ, благодаря глухо заземленной нейтральной на этой стороне, в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей (рис. 2-4, а), в то время как в обмотке 6 (10) кВ — только токи прямой и обратной последовательностей. В результате токи нулевой последовательности являются целиком намагничивающими токами. Магнитные потоки, создаваемые этими токами, во всех стержнях магнитопровода направлены в одну сторону и поэтому замыкаются через стенки бака, изолирующую среду, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления намагничивания этих трансформаторов, а следовательно, и $z_{0\text{ТР}}$ по сравнению с $z_{1\text{ТР}}$. Соответственно, и ток $I_k^{(1)}$ имеет в несколько раз меньшее значение, чем ток трехфазного к. з. По этой же причине ($z_{0\text{ТР}} \gg z_{1\text{ТР}}$) в выражении (2-18) не учитывается сопротивление питающей системы, которое обычно имеет небольшую величину по сравнению с сопротивлением трансформатора при однофазном к. з. Значения этих сопротивлений для трансформаторов Y/Y различной мощности следует принимать по литературе, выпущенной после 1969 г., в том числе [11, 19, 30], в которой приведены уточненные в 1968 г. значения этих сопротивлений.

Для практических расчетов выражение (2-18) представляется в следующем виде [1]:

$$I_k^{(1)} = U_{\phi} / \left(\frac{1}{3} z_{\text{ТР}}^{(1)} \right), \quad (2-18а)$$

где

$$\frac{1}{3} z_{\text{ТР}}^{(1)} = \frac{2z_{1\text{ТР}} + k_0 z_{1\text{ТР}}}{3}. \quad (2-19)$$

В выражениях (2-18) и (2-19) $z_{1\text{ТР}}$, $z_{0\text{ТР}}$ — полные сопротивления, соответственно, прямой и нулевой последовательностей трансформатора; k_0 — коэффициент, показывающий, во сколько раз $z_{0\text{ТР}}$ больше $z_{1\text{ТР}}$; $z_{\text{ТР}}^{(1)}$ — полное сопротивление трансформатора при рассматриваемом виде к. з.; U_{ϕ} — фазное напряжение (230 В для рассматриваемой сети 0,4—0,23 кВ). Значения сопротивлений $\frac{1}{3} z_{\text{ТР}}^{(1)}$, отнесенных к напряжению 0,4 кВ, даны в приложении.

Для трансформатора типа ТМ-1 (1000 кВ·А) $\frac{1}{3} z_{\text{ТР}}^{(1)} = 0,027 \text{ Ом}$. Ток однофазного к. з. по выражению (2-18а) $I_k^{(1)} = 230 \text{ В} / 0,027 \text{ Ом} = 8500 \text{ А}$, или 565 А, приведенным к напряжению 6 кВ.

Из табл. 2-3 и рис. 2-6 видно, что расчетные токи в реле максимальной защиты, установленной на стороне 6 кВ, при однофазном к. з. на стороне 0,4 кВ будут равны: при двухрелейной схеме защиты (реле 1, 2)

$$I_p = I_k^{(1)} / (3n_T) = 565 / (3 \cdot 200/5) = 4,7 \text{ А};$$

при трехрелейной схеме (реле 1—3) $I_p = 9,4 \text{ А}$.

Однако и трехрелейная схема не обеспечивает необходимого коэффициента чувствительности: $k_{\text{ч}}^{(1)} = I_p / I_{\text{с.з.}} = 9,4 / 8 = 1,18 \ll 1,5$. Поэтому дополнительно устанавливается специальная защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (реле 6 на рис. 2-6, а), предназначенная для работы при однофазных к. з. на землю [1].

5. Выбираются ток и время срабатывания специальной защиты нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ. Ток срабатывания выбирается по следующим условиям.

а. Отстройка от наибольшего допустимого тока небаланса в нулевом проводе трансформатора Y/Y в нормальном режиме ($I_{\text{нб}} \leq 0,25 I_{\text{ном.ТР}}$ — ГОСТ 11677—75):

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{н}} I_{\text{нб}} \geq 0,5 I_{\text{ном.ТР}}$$

б. Согласование чувствительности и времени с характеристиками защитных устройств электродвигателей и линий 0,4 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности, т. е. согласование с характеристиками предохранителей или максимальных расцепителей автоматов.

в. Обеспечение достаточной чувствительности при однофазных к. з. на землю на стороне 0,4 кВ защищаемого трансформатора ($k_{\text{ч.осн}} \approx 2$). Следует также обеспечить резервирование защитных устройств элементов 0,4 кВ.

Для условий рассматриваемого примера $I_{\text{ном.ТР}} = 1450 \text{ А}$, приведенным к напряжению 0,4 кВ. По условию п. «а» $I_{\text{с.з.}} = 0,5 \times 1450 = 725 \text{ А}$. По условию п. «б» ток срабатывания защиты выбирается таким образом, чтобы при $t_{\text{с.з.}} \leq 0,5 \div 0,7 \text{ с}$ обеспечить степень селективности $\Delta t \approx 0,5 \text{ с}$ с характеристиками защитных

устройств элементов 0,4 кВ, не имеющих специальных защит нулевой последовательности.

На рис. 2-5, б построены защитные характеристики 1 наиболее мощных элементов 0,4 кВ, защита которых может осуществляться с помощью предохранителей (Пр) или автоматов (Ав). Очевидно, что по условию п. «б» следует принять ток срабатывания защиты нулевой последовательности 2 равным $I_{c.з} \geq 3300$ А при $t_{c.з} = 0,6$ с (рис. 2-5, б). При этом коэффициент чувствительности для основной зоны защиты $k_{\text{очн}}^{(1)} = I_{\text{к}}^{(1)} / I_{c.з} = 8500 / 3300 = 2,6 > 1,5$.

Несмотря на то, что значение коэффициента чувствительности соответствует «Правилам» [1], выбор такого большого тока срабатывания защиты нельзя считать целесообразным. Снижение тока срабатывания рассматриваемой защиты может быть достигнуто путем выполнения на всех или хотя бы на наиболее мощных элементах 0,4 кВ (электродвигателях и линиях, питающих электродвигатели) специальных защит нулевой последовательности от к. з. на землю, которые могут иметь небольшие токи срабатывания (100—200 А), поскольку не должны отстраиваться от режимов перегрузки. Они действуют без выдержки времени [29]. Надо отметить, что «Правила» [1] допускают не согласовывать рассматриваемую защиту нулевой последовательности с защитами отходящих элементов 0,4 кВ, т. е. допускают неселективное отключение трансформатора 6/0,4 кВ или 10/0,4 кВ при однофазном к. з. через переходное сопротивление на каком-либо из этих элементов 0,4 кВ (при невыполнении условий п. 5б этого примера). Коэффициент чувствительности в зоне резервирования в этом примере не рассчитывается.

б. Выбирается ток срабатывания отсечки на реле РТ-85. По выражению (1-11) $I_{c.з} \geq 1,6 \cdot 1400 = 2200$ А, где $k_{\text{н}} = 1,6$ (табл. 1-2). Кратность отсечки $2200 / 330 \approx 6,7$, что может быть выполнено на реле этого типа. Коэффициент чувствительности при двухфазном к. з. в месте установки отсечки $k_{\text{очн}}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900 / 2200 = 1,93 \approx 2$, что соответствует «Правилам» [1]. При выполнении отсечки на реле другого типа, обеспечивающих более высокую точность, например РТ-40, можно принять меньшее значение: $k_{\text{н}} = 1,3 \div 1,4$ (табл. 1-2), и тогда $I_{c.з} = 1850$ А, $k_{\text{очн}}^{(2)} = 2,3 > 2$.

Достаточно чувствительная токовая отсечка необходима для быстрого отключения к. з. на выводах 6 (10) кВ и частично в самом трансформаторе, а также для снижения времени действия защит питающих элементов. При выполнении максимальной защиты трансформатора с пуском по напряжению и током срабатывания около 150 % номинального установка отсечки необходима для селективного отключения к. з. в трансформаторе (п. 4 этого примера). Ток срабатывания максимальной токовой защиты 4 питающего элемента (рис. 2-7) выбирается по условию согласования с током срабатывания предыдущей отсечки 3: $I_{c.з4} \geq 1,3 \cdot 2200 = 2860$ А, где $k_{\text{н.с}} = 1,3$ из табл. 1-1. Время срабатывания защиты 4 может быть принято 0,4 с и даже 0,3 с в зависимости от типа реле времени. Время срабатывания максимальной токовой защиты 3 трансформатора может быть выбрано 0,8 с при значении ступени селективности 0,4 с [7].

Защита 3 может выполняться как с независимой, так и с зависимой характеристикой (рис. 2-7, б и в). Защита 1 при принятых условиях должна иметь не зависящую от тока характеристику, чтобы при $I_{c.з4}$ иметь $t_{c.з4} \leq 0,4 \div 0,5$ с.

Защита 4 имеет достаточную чувствительность в основной зоне: $k_{\text{очн}}^{(2)} = 0,865 \cdot 4900 / 2860 \approx 1,5$. В зоне резервирования (при к. з. на предыдущей линии, рис. 1-52) $k_{\text{рез}}^{(2)} = 1,12 < 1,2$.

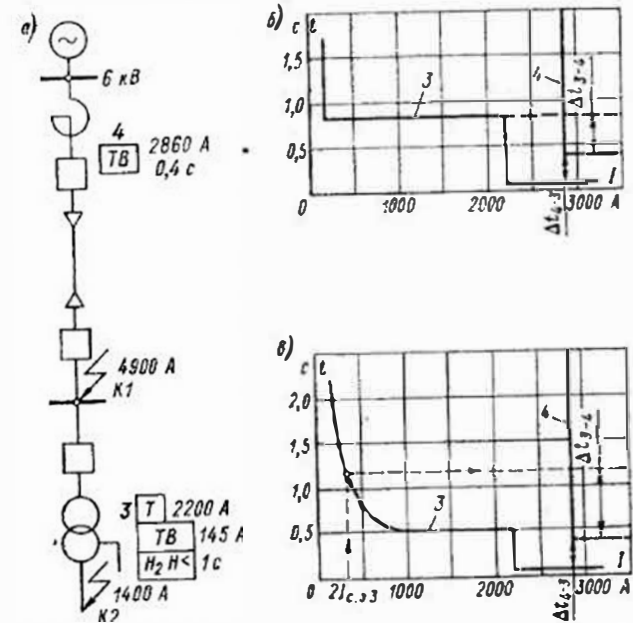


Рис. 2-7. Схема (а) с указанием типов защит и уставок и карты селективности (б, в) к примеру 2-1
Защита 3 выполнена с пусковым органом напряжения по рис. 2-11, а

При выполнении отсечки на реле типа РТ-40 $I_{c.з4} = 1,3 \times 1850 = 2400$ А и чувствительность защиты 4 оказывается более высокой: $k_{\text{очн}}^{(2)} = 1,77$; $k_{\text{рез}}^{(2)} > 1,2$. Но повреждения за трансформаторами не резервируются, что допускается «Правилами» [1].

7. Производится расчетная проверка трансформаторов тока в соответствии с § 1-3, проверка чувствительности реле защиты и ЭО после дешунтирования по условиям (2-2) и (2-2а), а также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока к. з. (условие 1-9).

а. Проверка на 10 %-ную погрешность производится при токе срабатывания отсечки (2200 А). По выражению (1-15) $k_{\text{л0}} = 1,1 \times 2200 / 200 = 12,1$, чему соответствует допустимое сопротивление нагрузки $z_{\text{н.доп}} = 0,7$ Ом (рис. 1-13, а). Фактическая расчетная нагрузка не превышает 0,7 Ом (в примере 1-4 — 0,38 Ом) и в режиме до дешунтирования ЭО погрешность $\varepsilon < 10$ %.

6. После дешунтирования ЭО значение $z_{н. расч}$ возрастает на 2,3 Ом ($z_{ЭО}$ из примера 1-4), становится больше, чем 0,7 Ом и, следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10 %. Определяется действительная токовая погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО при токе надежного срабатывания токовой отсечки, т. е. при $k_T I_{с.о} = 2 \cdot 2200 = 4400$ А, чему соответствует $k_{макс} = 4400/200 = 22$. Допустимое значение $k_{доп} = 3,7$ (из примера 1-4). Коэффициент $A = 22/3,7 = 6$, а $f = 73$ % (рис. 1-14). Однако с учетом низкого коэффициента возврата электромагнитного элемента реле РТ-85 (0,3—0,4) чувствительность отсечки по выражению (2-2) практически не уменьшается после дешунтирования ЭО и, следовательно, возврата реле РТ-85 не произойдет:

$$k_{ч.з} = 0,865 \cdot 4900 (1 - 0,73) n_T / (n_T \cdot 0,3 \cdot 2200) = 1,74$$

(по сравнению с 1,93 в п. 6 этого примера).

в. Производится проверка чувствительности ЭО по условию (2-2а). При токе надежного срабатывания ЭО $1,4 \cdot 5 = 7$ А (§ 1-3) предельная кратность $k_{10} = 1,4$, чему соответствует $z_{н. доп} = 7$ Ом (рис. 1-13, а), т. е. значительно больше, чем $z_{н. расч} = 2,68$ Ом (пример 1-4). Следовательно, $\varepsilon < 10$ % и тем более $f < 10$ %. Для этой схемы значение $k_y = 1$ (табл. 2-2). При к. з. за трансформатором (1400 А) ток $I_{р. мин} = 0,865 \cdot 1400/40 = 30$ А (табл. 2-1). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (2-2а) $k_{ч. ЭО} = 30/5 = 6$, что значительно больше, чем требуется ($1,2 \cdot 1,5 = 1,8$).

г. Проверяется точность работы реле типа РТ-85 при максимальном токе к. з. (4900 А). По значению $z_{н. расч} = 0,38$ Ом до дешунтирования ЭО определяется $k_{10, доп} = 16$ (рис. 1-13, а), затем $k_{макс} = 4900/200 = 24,5$ и коэффициент $A = 24,5/16 = 1,53$, при котором $f = 30$ % (рис. 1-14), что меньше допустимых 50 % (табл. 1-3).

д. Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки трансформаторов тока при $k_{макс} = 24,5$ после дешунтирования ЭО по выражению (1-19) $U_{2макс} = \sqrt{2} \cdot 24,5 \cdot 5 \cdot 2,68 = 463$ В, что меньше допустимого (1400 В).

е. Максимальное значение вторичного тока $I_{2к. макс} = 4900/40 = 123$ А < 150 А, условие (1-9) выполнено. Таким образом, расчеты показывают допустимость применения схемы с двумя реле РТ-85 и двумя дешунтируемыми ЭО для условий этого примера.

8. Для защиты рассматриваемого трансформатора могут быть использованы реле тока прямого действия: два РТВ (максимальная защита) и два РТМ (отсечка). Ток срабатывания защиты по условию (1-1) $I_{с.з} = 1,3 \cdot 2,5 \cdot 96/0,7 = 445$ А; $I_{с.р} = 445/40 = 11,1$ А. Принимая $I_{с.р} = 12$ А, получаем $I_{с.з} = 480$ А. Предварительно определяется коэффициент чувствительности $k_{с.з}^{(2)} = 0,865 \cdot 1400/480 = 2,5 > 1,5$.

Ток срабатывания отсечки по условию (1-11) $I_{с.о} = 1,6 \cdot 1400 = 2200$ А, $I_{с.р} = 2200/40 = 55$ А. Предварительно $k_{ч.о} = 0,865 \times 4900/2200 = 1,93 \approx 2$ (то же, что в п. 6 этого примера).

Для окончательного определения коэффициента чувствительности защиты и отсечки производится расчетная проверка трансформаторов тока на 10 %-ную погрешность при токе срабатывания отсечки аналогично примеру 1-6. По выражению (1-15) $k_{10} = 1,1 \cdot 2200/200 = 12$, чему соответствует $z_{н. доп} = 0,7$ Ом (рис. 1-13, а). Фактическое расчетное сопротивление нагрузки (табл. 1-5) $z_{н. расч} = 2r_{лп} + z_{РТМ} + z_{РТВ} + r_{пер}$. Сопротивление реле РТВ в приводе выключателя ВМП-10 определяется по выражению (1-23): $z_{РТВ} = 80,4/12^2 = 0,56$ Ом, где $S = 80,4$ В·А (см. приложение). Принимая значения остальных сопротивлений из примера 1-6, получаем $z_{н. расч} = 0,1 + 0,11 + 0,8 \cdot 0,56 + 0,05 = 0,71$ Ом, т. е. примерно столько же, сколько допустимо по условию $\varepsilon = 10$ %. Таким образом, $f \leq 10$ %. Поэтому коэффициенты чувствительности защиты и отсечки могут рассчитываться без учета погрешности трансформаторов тока. В этом примере они имеют необходимые значения (см. выше). В некоторых случаях может оказаться $f > 10$ % и отсечка будет недостаточно чувствительной (см. работу [32] и пример 1-6).

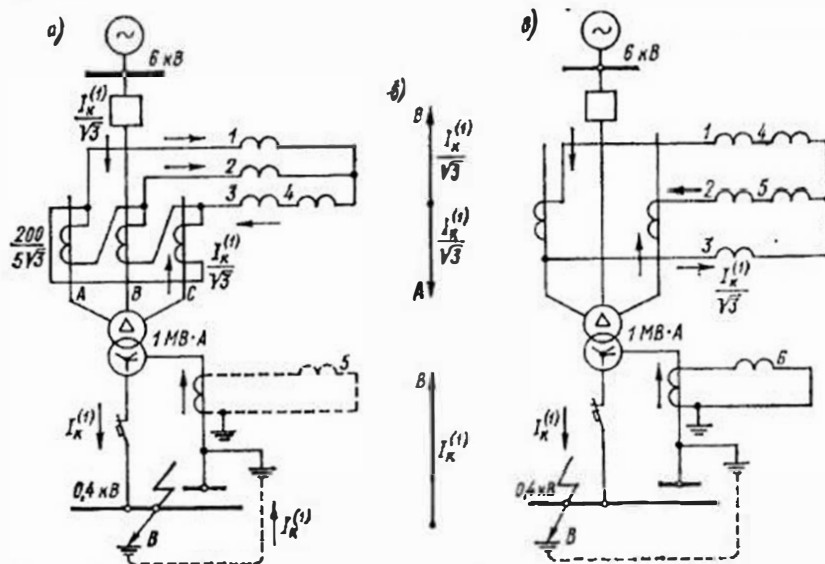


Рис. 2-8. Схемы включения реле тока 1—6 (а и б) трансформатора с соединением обмоток Δ/Υ -11 и векторные диаграммы (б) полных токов при однофазном к. з. на стороне 0,4—0,23 кВ к примеру 2-2

Время срабатывания реле РТВ в независимой части принимается равным 0,7 с (характеристика 2' на рис. 2-5, а). Селективность действия защит 1 и 2 обеспечивается при всех значениях тока к. з.

Пример 2-2. Для условий предыдущего примера выбираются уставки защит такого же трансформатора, но со схемой соединения обмоток Δ/Υ -11 (рис. 2-8).

Решение. 1. Ток срабатывания максимальной токовой защиты с реле типа РТВ выбирается так же, как в примере 2-1: $I_{с.з} =$

= 445 А. Ток срабатывания реле 1—3 максимальной защиты, выполненной по схеме рис. 2-8, а, $I_{с.р} = 445 \cdot 1,73/40 = 19,2$ А.

Ближайшая большая уставка на реле РТВ-VI равна 20 А ($I_{с.а} = 460$ А).

2. Проверяется чувствительность максимальной защиты.

а. При *двухфазном* к. з. за трансформатором расчетный ток в реле (табл. 2-1)

$$I_p = 1,5 I_k^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 1400 / (200/5) = 52,5 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности $k_{\psi}^{(2)} = 52,5/20 = 2,6$.

б. При *однофазном* к. з. на стороне 0,4 кВ трансформатора со схемой соединения обмоток Δ/Υ -11 ток $I_k^{(1)} \approx I_k^{(3)}$, поскольку у этих трансформаторов $z_{огр} \approx z_{тгр}$ [16]. Для данного примера, следовательно, $I_k^{(1)} = 1400$ А, приведенным к напряжению 6 кВ (причем этот ток вычислен с учетом сопротивления питающей сети). Из табл. 2-3 для схемы защиты рис. 2-8, а

$$I_p = 2 I_k^{(1)} / (\sqrt{3} n_T) = 2 \cdot 1400 / (\sqrt{3} \cdot 200/5) = 40,5 \text{ А}$$

и принимается за расчетный. В двух других реле проходит по половине этого тока. Коэффициент чувствительности $k_{\psi}^{(1)} = 40,5/20 = 2$. Таким образом, $k_{\psi}^{(1)}$ в 1,3 раза меньше $k_{\psi}^{(2)}$. При двухрелейной схеме $k_{\psi}^{(1)} = 1$ (табл. 2-3).

3. В целях экономии одного из трех трансформаторов тока максимальная защита трансформатора Δ/Υ выполняется по схеме неполной звезды с тремя реле (так, как показано на рис. 2-8, а) или с двумя реле (если позволяет чувствительность к двухфазным к. з.). Чувствительность к *однофазным* к. з. у этих схем защиты одинакова (табл. 2-3), но несколько (примерно на 15 %) ниже, чем у схемы треугольника с тремя реле (рис. 2-8, а). Действительно, из табл. 2-3 для схемы неполной звезды $I_p = I_k^{(1)} / (\sqrt{3} n_T) = 1400 / (\sqrt{3} \cdot 40) = 20$ А. Ток срабатывания реле $I_{с.р} = 445/40 = 11$ А. Если можно было бы принять эту уставку (например, при выполнении защиты с РТ-40), то $k_{\psi}^{(1)} = 20/11 = 1,8$ (вместо 2). Но для реле РТВ ток ближайшей уставки равен 12 А (выключатель ВМПП-10, см. приложение). Тогда $k_{\psi}^{(1)} = 20/12 = 1,67$.

При *двухфазном* к. з. для схемы защиты с тремя реле $I_p = I_k^{(3)} / n_T = 1400/40 = 35$ А и $k_{\psi}^{(3)} = 35/12 = 2,9$. Очевидно, что схема защиты с двумя реле была бы недостаточно чувствительна.

При выполнении максимальной защиты этого же трансформатора с реле РТ-40 или РТ-80 можно принять $I_{с.з} = 320$ А и $I_{с.р} = 8$ (пример 2-1). Чувствительность защит при трехрелейной схеме 4,3, при двухрелейной 2,15. Несмотря на это, для улучшения дальнейшего резервирования целесообразно выполнить защиту с тремя реле [1].

Для повышения чувствительности к междуфазным к. з. через переходное сопротивление максимальная токовая защита может выполняться с пусковым органом напряжения (пример 2-1).

4. Несмотря на то, что максимальная токовая защита на трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Υ может быть доста-

точно чувствительна к однофазным к. з. на стороне 0,4 кВ, целесообразно устанавливать и специальную защиту нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ (пример 2-1), главным образом, для улучшения резервирования однофазных к. з. на землю в сетях 0,4 кВ. Выбор уставок этой защиты производится по тем же условиям, что и в примере 2-1, за исключением того, что ток срабатывания по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе выбирается как $I_{с.з} \geq 1,2 I_{ном.тр}$, поскольку нулевой провод у трансформаторов Δ/Υ рассчитан на прохождение тока до 0,75 номинального (ГОСТ 11677—75).

5. Выбирается ток срабатывания токовой отсечки с одним реле типа РТМ (реле 4), включенным на разность токов фаз С и В (рис. 2-8, а). Из примера 2-1 ток срабатывания отсечки равен 2200 А. Ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = I_{с.о} k_{сх}^{(3)} / n_T = 2200 \cdot \sqrt{3} / (200/5) = 95 \text{ А.}$$

Для определения коэффициента чувствительности отсечки при *двухфазном* к. з. на стороне 6 кВ вычисляется расчетный ток в реле (табл. 2-1):

$$I_p = \sqrt{3} I_k^{(3)} / (2n_T) = \sqrt{3} \cdot 4900 / (2 \cdot 200/5) = 106 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности равен 1,1, т. е. отсечка неэффективна. При установке трех реле отсечки (схема рис. 2-1, а), как видно из табл. 2-1, можно увеличить чувствительность в 2 раза, но выполнение этой схемы потребует больших затрат.

При выполнении отсечки по более простой схеме — неполной звезды с двумя реле (4 и 5 — рис. 2-8, а) — $I_{с.р} = 2200/40 = 55$ А; $k_{\psi}^{(2)} = 106/55 = 1,93$. Эта схема обычно и применяется. При выполнении этой отсечки на реле типа РТ-40 $I_{с.о} \approx 1850$ А (пример 2-1) и чувствительность отсечки значительно выше.

6. Время срабатывания максимальной токовой защиты выбирается так же, как в предыдущем примере.

7. Расчетная проверка трансформаторов тока и проверка чувствительности с учетом действительной токовой погрешности для варианта выполнения защиты на реле прямого действия РТВ и РТМ производится так же, как в примере 1-6, с учетом того, что устанавливаются *три реле РТВ* (1, 2, 3 на рис. 2-8, а) и фактическое расчетное сопротивление нагрузки по табл. 1-5 $z_{н.расч} = 2r_{тр} + z_{РТМ} + 2z_{РТВ} + r_{пер}$ (при *двухфазном* к. з. на выводах 6 кВ трансформатора). Принимая значения сопротивлений из предыдущего примера, $z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2 \cdot 0,8 \times 0,56 + 0,05 = 1,15$ Ом, что больше допустимого (0,7 Ом из предыдущего примера для $k_{то} = 1,1 \times 2200/200 = 12$). Следовательно, погрешность трансформаторов тока превышает 10 % и это может привести к недопустимому снижению чувствительности отсечки и даже к отказу срабатывания, как показано в работе [32] и в примере 1-6. Для обеспечения необходимой чувствительности отсечки следует либо снизить токовую погрешность трансформаторов тока (пример 1-6), либо выполнить защиту

на реле РТ-85 (с дешунтированием ЭО) или РТ-81, РТ-40 (при наличии оперативного постоянного или выпрямленного тока).

При выполнении защиты на реле РТ-85 с током срабатывания 320 А (уставка на реле 8 А) и током срабатывания отсечки 2200 А ($k_{отс} \approx 7$) могут быть установлены 2 реле, поскольку при этом коэффициент чувствительности 2,15 (см. выше). Расчетная проверка трансформаторов тока, проверка чувствительности реле защиты и ЭО после дешунтирования по условиям (2-2) и (2-2а), а также проверка допустимости применения реле РТ-85 по максимальному значению тока к. з. (условие 1-9) производится так же, как в примере 2-1 (п. 7).

При необходимости повышения чувствительности защиты в основной зоне и в зоне резервирования могут устанавливаться три реле РТ-85, но при этом в одном из реле (третьем, дополнительном) должна быть изменена схема внутренних соединений [32] по сравнению с заводской [12]. Проверка чувствительности ЭО по выражению (2-2а) должна производиться с учетом $k_y = 2$, так как обычно в приводе устанавливаются два ЭО. Таким образом, трехрелейная схема эффективна, если ток срабатывания ЭО по крайней мере в 2 раза меньше тока срабатывания реле защиты.

Расчетная проверка трансформаторов тока до дешунтирования ЭО производится при токе срабатывания отсечки (2200 А) так же, как в примере 2-1 (п. 7а), $\epsilon < 10\%$. После дешунтирования ЭО следует проверить чувствительность отсечки (так же, как в примере 2-1, п. 7б), а также чувствительность максимальной токовой защиты с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока и коэффициента возврата реле РТ-85. Расчетным током является ток перехода характеристики РТ-85 на независимую часть для 1-секундной характеристики примерно $4 I_{с.з} \approx 4 \cdot 320 = 1280$ А. Расчетное сопротивление нагрузки при двухфазном к. з. за трансформатором $\Delta/Y-11$ по табл. 1-5 и данным предыдущих примеров $z_{н.расч} = 3r_{лп} + 3z_p + z_{ЭО} + r_{мер} = 0,15 + 0,3 + 2,3 + 0,05 = 2,8$ Ом. Принимая во внимание небольшие значения сопротивлений реле РТ-85, а также соединительных проводов в комплектных распределительных устройствах 6 (10) кВ по сравнению с сопротивлением ЭО, расчетное сопротивление лишь немного возросло по сравнению с сопротивлением при к. з. до трансформатора ($0,15$ Ом). При $z_{н.расч} = 2,8$ Ом значение $k_{10 доп} = 3,5$ (рис. 1-13, а). Максимальная кратность тока $k_{макс} = 1280/200 = 6,4$, коэффициент $A = 6,4/3,5 = 1,9$, погрешность $f \approx 40\%$. Чувствительность защиты, определяемая по выражению (2-2), не снижается благодаря низкому значению коэффициента возврата электромагнитного элемента реле типа РТ-85.

Проверка чувствительности ЭО производится без учета погрешности трансформаторов тока, так как $\epsilon < 10\%$ (п. 7в примера 2-1). Коэффициент чувствительности ЭО по выражению (2-2а) при $k_y = 2$: $k_{ч.ЭО} = 0,5 \cdot 35/5 = 3,5$, где $I_{р.мин}^{(3)} = 1400/40 = 35$ А. Чувствительность выше требуемой (1,8).

Расчетная проверка точности работы реле РТ-85 и определение минимальных значений напряжения по выражению (1-19) и тока срабатывания (1-9) производится так же, как в примере (2-1).

При выполнении защиты трансформатора на постоянном оперативном токе с реле РТ-40 или РТ-81 расчетная проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1-3 и состоит из проверки на 10 %-ую погрешность ($\epsilon \leq 10\%$), проверки надежности замыкания контактов реле РТ-40 ($I_{расч} \leq 50\%$) при $I_{н.макс} = 4900$ А и проверки отсутствия опасных перенапряжений по выражению (1-19) при том же максимальном значении тока к. з.

Примеры расчета максимальной токовой защиты трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/Δ-11

Пример 2-3. Выбираются уставки максимальной токовой защиты токовой отсечки на понижающем двухобмоточном трансформаторе (потребительской подстанции). Мощность трансформатора МВ·А; напряжения к. з. $u_{к.мин} = 7\%$; $u_{к.ср} = 7,5\%$ и $u_{к.макс} = 8,6\%$; коэффициент трансформации $N = (35 \pm 9\%)$ кВ/11 кВ. Максимальная защита состоит из двух комплектов: одного на стороне 35 кВ с действием на включение короткозамыкателя КЗ, другого — на стороне 10 кВ с действием на отключение выключателя ввода 10 кВ при к. з. на шинах подстанции (рис. 2-9). На стороне 35 кВ защита выполнена с независимой выдержкой времени по схеме неполной звезды (рис. 1-19); по этой же схеме выполнена и токовая отсечка. На стороне 10 кВ защита имеет зависимую характеристику, реле РТВ, схема — неполная звезда (рис. 1-15, б). Использование двух комплектов максимальных защит двухобмоточных трансформаторов на подстанциях с переменным оперативным током проще, а для осуществления ближнего резервирования — надежнее, чем выполнение одной защиты с двумя ступенями по времени. Однако защита с реле РТВ требует большего тока $I_{с.з.}$, чем защита с реле РТ-40, из-за меньшего коэффициента возврата [условие (1-1)], а, кроме того, условие (1-4) согласования чувствительности двух комплектов максимальных защит может вызвать увеличение $I_{с.з.}$ у последующей защиты трансформатора. На рис. 2-9, а указаны заданные уставки защиты питающей линии 35 кВ, а также уставки защиты одной из отходящих линий 10 кВ, имеющей наибольшие ток и время срабатывания (наиболее высокую характеристику).

Решение. 1. Рассчитываются токи трехфазного к. з. при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек К1 и К2; $x_{с.макс} = 8,5$ Ом; $x_{с.мин} = 9$ Ом. Для точки К2 по формулам (2-7)–(2-12) определяются:

$$x_{тр.мин} = 0,07 \cdot 31,8^2/4 = 17,7 \text{ Ом};$$

$$x_{тр.макс} = 0,086 \cdot 38,15^2/4 = 31,3 \text{ Ом};$$

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = 35000/[\sqrt{3}(8,5 + 17,7)] = 775 \text{ А};$$

$$I_{к. макс. НН}^{(3)} = 775 \cdot 31,8/11 = 2240 \text{ А};$$

$$I_{к. мин. ВН}^{(3)} = 38 \cdot 150/[\sqrt{3} (9 + 31,3)] = 550 \text{ А};$$

$$I_{к. мин. НН}^{(3)} = 550 \cdot 38,15/11 = 1900 \text{ А}.$$

Значения токов к. з. показаны на рис. 2-9, а (в числителе — максимальные, в знаменателе — минимальные).

2. Рассчитывается ток самозапуска нагрузки, считая, что 70 % мощности трансформатора составляет обобщенная нагрузка, а 30 % —

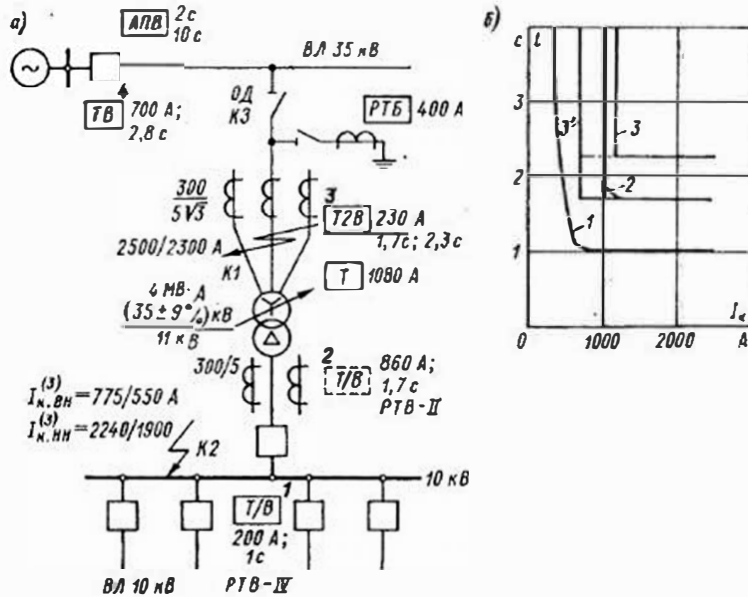


Рис. 2-9. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б) к примеру 2-3

Т — токовая отсечка; Т/В — максимальная токовая защита с двумя выдержками времени с независимой характеристикой; Т/В — максимальная токовая защита с зависимой характеристикой; ОД — отделитель; КЗ — короткозамыкатель. На схеме для точки К1 токи отнесены к высшему напряжению 35 кВ; для точки К2 — к высшему напряжению (ВН) и к низшему напряжению (НН); на карте селективности токи отнесены к низшему напряжению

бытовая. Сопротивление обобщенной нагрузки в соответствии с выражением (2-15) $x_{нагр} = 0,35 \cdot 31,8^2 / (0,7 \cdot 4) = 126 \text{ Ом}$; сопротивление бытовой нагрузки при $I_{нагр} = 0,3 I_{ном. тр} = 0,3 \cdot 210 = 63 \text{ А}$, $x_{нагр} = 10 \cdot 500 / (\sqrt{3} \cdot 1,3 \cdot 63) = 74 \text{ Ом}$ (§ 1-5); приведенное к стороне ВН по формуле (2-14) $x'_{нагр} = 74 \cdot (31,8/11)^2 = 618 \text{ Ом}$. Суммарное сопротивление нагрузки $x''_{нагр} = 126 \cdot 618 / (126 + 618) = 104 \text{ Ом}$. Согласно выражению (2-13) $I_{сзп, макс. ВН} = 35 \cdot 000 / [\sqrt{3} (8,5 + 17,7 + 104)] = 155 \text{ А}$. По отношению к номинальному току трансформатора на стороне 35 кВ (66 А) $k_{сзп} = 155/66 = 2,35$. Ток самозапуска на стороне НН $155 \cdot 31,8/11 = 448 \text{ А}$.

3. Ток срабатывания защиты 2 по условию (1-1) $I_{с. з2} \geq 1,3 \times 448/0,65 = 900 \text{ А}$, т. е. более 400 % номинального тока трансформатора на стороне НН. В пп. 2 и 3 принято, что трансформатор загружен полностью. Подключение к трансформатору дополнительной нагрузки в результате действия АВР в сети 10 кВ в данном примере не рассматривается.

По условию (1-4) согласования чувствительности защит 2 и 1 $I_{с. з2} \geq 1,5 (200 + 130) = 500 \text{ А}$, где $k_{н. с} = 1,5$ для реле типа РТВ (табл. 1-1); суммарная нагрузка неповрежденных линий 10 кВ (130 А) принимается равной разности между номинальным током трансформатора (210 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с защитой которой производится согласование.

Для выбранного тока срабатывания защиты 2 (900 А) при $n_T = 300/5$ определяется по выражению (1-6) ток уставки реле РТВ-11, равный 15 А. Коэффициент чувствительности по выражению (1-5а) при двухфазном к. з. в точке К2 $k_{ч}^{(2)} = 0,865 \cdot 1900/900 = 1,8 > 1,5$.

4. Определяется время срабатывания защиты 2 из условия обеспечения ступени селективности 0,7 с защитой 1 в начале зоны действия последней. При максимальном токе к. з. 2240 А защита 1 работает в независимой части характеристики с $t_{с. з1} = 1 \text{ с}$, следовательно, $t_{с. з2} \geq 1,7 \text{ с}$. Характеристики защит 1 и 2 построены на карте селективности (рис. 2-9, б).

5. Ток срабатывания защиты 3 на стороне ВН по условию (1-4) и табл. 2-4 $I_{с. з3} \geq 1,45 \cdot 900 \cdot 11/35 = 410 \text{ А}$, приведенным к стороне 35 кВ, что составляет 620 % номинального тока трансформатора на стороне ВН и является неприемлемым из-за недостаточной чувствительности к к. з. в основной зоне: $k_{ч} = I_{к. мин}^{(3)} / I_{с. з} = 550/410 = 1,34$ даже при трехрелейной схеме (рис. 2-1, б).

Для повышения чувствительности защиты 3 можно не согласовывать ее по току срабатывания с защитой 2, но это может приводить к излишним срабатываниям защиты 3 при к. з. в сети НН и излишним отключениям ВЛ 35 кВ при включении короткозамыкателя КЗ. Поэтому в типовых схемах максимальная токовая защита двухобмоточных трансформаторов выполняется только на стороне ВН и имеет две ступени выдержки времени, первая из которых предназначена для отключения выключателя на стороне НН, а вторая — для включения короткозамыкателя КЗ на стороне ВН. Защиту 2 с реле РТВ желательно сохранить для целей ближнего резервирования — на случай отказа защиты 3.

Реле защиты 3 включают по схеме рис. 2-1, з (треугольник с двумя реле). Ток срабатывания для этой защиты с реле РТ-40 по условию (1-1) $I_{с. з3} = 1,2 \cdot 155/0,8 = 230 \text{ А}$ (или 730 А на стороне НН), что составляет 350 % номинального тока трансформатора. Согласование чувствительности с защитами 1 отходящих линий по условию (1-4) и табл. 2-4 обеспечивается: $I_{с. з3} \geq 1,45 (200 + 130) = 480 \text{ А}$. Выбирается ток срабатывания реле по выражению (1-6): $I_{с. р} = 230 \times 1,73/60 = 6,6 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности по выражению (1-5) при к. з. за трансформатором $k_{ч}^{(2)} = 13,7/6,6 = 2 > 1,5$, где $I_{р. мин} = 1,5 \cdot 550/60 = 13,7 \text{ А}$ (табл. 2-1). Коэффициенты чувстви-

тельности защиты в зонах дальнего резервирования в этом примере не рассматриваются.

б. Время срабатывания защиты \mathcal{Z} с независимой характеристикой определяется таким образом, чтобы при $I_k = I_{c.з} = 730$ А обеспечивалась необходимая ступень селективности с предыдущей защитой I , имеющей зависимую характеристику. Реле защиты I типа РТВ-IV при $I_k = 730$ А работают уже в независимой части характеристики (кратность тока $730/200 = 3,7$). Поэтому у защиты \mathcal{Z} : $t_{1c.з} = 1,7$ с (на отключение ввода 10 кВ) и $t_{2c.з} = 2,3$ с (на включение короткозамыкателя). Характеристика двухступенчатой защиты \mathcal{Z} показана на рис. 2-9, б (кривая \mathcal{Z}), выбранные уставки — на схеме рис. 2-9, а.

7. Определяется ток срабатывания отсечки по выражению (1-11): $I_{c.о} \geq 1,4 \cdot 775 = 1080$ А, приведенным к стороне ВН ($k_n = 1,4$ — табл. 1-2). Коэффициент чувствительности отсечки определяется по выражению (1-5а) при двухфазном к. з. в месте ее установки (точка К1) в минимальном режиме питающей системы: $k_{\text{ч}}^{(2)} = 0,865 \times \times 2300/1080 = 1,85 \approx 2$ [1].

8. Производится расчетная проверка трансформаторов тока типа ТВТ-35М (новое обозначение ТВТ-35-111), встроенных во вводы трансформатора, и определяется допустимость применения схемы защиты с дешунтированием ЭВ короткозамыкателя 35 кВ.

а. Проверка на 10 %-ную погрешность до дешунтирования ЭВ производится в соответствии с § 1-3 для защиты, создающей наиболее тяжелые условия для трансформаторов тока, при которых получается наименьшее значение $z_{н. \text{расч}}$. В этом примере для максимальной токовой отсечки по выражению (1-15) $k_{10} = 1,1 \cdot 1080/300 = 4$, допустимое сопротивление 4 Ом (см. кривые предельных кратностей для ТВТ-35М в приложении). Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток ТВТ допустимое сопротивление 8 Ом. Расчетная нагрузка по табл. 1-5 для схемы соединения трансформаторов тока в треугольник: $z_{н. \text{расч}} = 3r_{пр} + 3z_p + r_{пер} = 3 \cdot 0,29 + 3 \cdot 0,36 + 0,05 = 2$ Ом ≤ 8 Ом. Здесь $z_p = z_{рТ.м} + z_{рТ.о} + z_{рП} + z_{рВМ}$, где $z_{рТ.м}$, $z_{рТ.о}$ — сопротивления токовых реле типа РТ-40 максимальной защиты и отсечки, принимаются приближенно равными: $z_p \approx 0,5/10^2 = 0,005$ Ом по (1-23); $z_{рП} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом — сопротивление реле типа РП-341 [12]; $z_{рВМ} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом — сопротивление реле времени типа РВМ-12 [12]. В некоторых типовых схемах защиты трансформаторов 110 и 35 кВ упрощенных подстанций в цепи трансформаторов тока на стороне ВН включается трехфазное реле тока типа РТ-40/Р-5 в качестве органа контроля тока трансформатора. Контакт этого реле используется в схеме автоматики отключения отделителя 110 (35) кВ в бестоковую паузу [19]. Полное сопротивление этого реле в зависимости от проходящего по обмоткам тока (для наиболее загруженной фазы) равно 0,4 Ом при токе 7 А, 0,25 Ом при токе 15 А и 0,15 Ом при токе 25 А [12]. В данном случае при $I_{2 \text{расч}} = 1080 \cdot \sqrt{3}/60 = 31$ А сопротивление этого реле можно принять 0,15 Ом. Суммарное сопротивление всех реле тока 0,36 Ом.

Сопротивление алюминиевых проводов при длине 40 м по выражению (1-22) $r_{\text{ал}} = 40/(34,5 \cdot 4) = 0,29$ Ом. Следовательно, $\epsilon < 10$ %.

б. Проверка надежности работы контактов реле РТ-40 производится при максимальном значении тока к. з. в месте установки защиты (2500 А): $k_{\text{мокс}} = 2500/300 = 8,3$, $k_{10} = 4$ (см. выше, п. «а»), коэффициент $A = 8,3/4 = 2,1$, $f = 42$ % (рис. 1-14), что меньше допустимых 50 % (табл. 1-3).

в. Проверка по условию (1-19) производится в режиме после дешунтирования ЭВ, когда $z_{н. \text{расч}}$ увеличивается на $3z_{ЭВ} \approx 7$ Ом и становится равным 9 Ом: $U_{2т} = \sqrt{2} \cdot 8,3 \cdot 5 \cdot 9 = 530$ В < 1400 В.

г. Максимальное значение тока, дешунтируемого контактами реле РП-341, $I_{\text{ис. макс}} = 2500 \cdot 1,73/60 = 72$ А < 150 А; условие (1-9) выполняется.

д. Определяется чувствительность промежуточного реле типа РП-341, реле времени РВМ-12 и ЭВ короткозамыкателя, имеющих ток срабатывания 5 А (вторичных) или 173 А, приведенных к стороне 35 кВ ($n_r = 300/5$, соединены в треугольник). Чувствительность реле времени, так же как и измерительных реле тока РТ-40, может проверяться только в режиме до дешунтирования ЭВ, поскольку после дешунтирования ЭВ усиленными контактами реле РП-341 последнее самоудерживается своими вспомогательными контактами (рис. 1-19). Поскольку до дешунтирования ЭВ погрешность трансформаторов тока не превышает 10 % (п. «а»), $k_{\text{ч}} = 13,7/5 = 2,7 > 1,5$, где ток при к. з. равен 13,7 А из п. 5 этого примера.

Чувствительность реле РП-341 и ЭВ проверяется по выражениям (2-2) и (2-2а) с учетом действительной погрешности трансформаторов тока после дешунтирования ЭВ, которая определяется при токах к. з., соответствующих токам их надежного срабатывания. Для ЭВ предельная кратность $k_{10} = 1,8 \cdot 5/1,5 \cdot 5 = 1,2$ и $z_{н. \text{расч}} = 6,5$ Ом, что меньше $z_{н. \text{расч}} = 9$ Ом в режиме после дешунтирования ЭВ. Следовательно, ϵ и f больше 10 %.

9. Определение значений тока намагничивания и полной погрешности трансформаторов тока ($\epsilon > 10$ %) в режиме после дешунтирования ЭВ производится с помощью выражений (2-3) — (2-5). По выражению (2-3)

$$U_{2т} = \frac{1,8 \cdot 5 (9 + 2 \cdot 0,18)}{1,5} = 56$$
 В,

где $z_{н. \text{расч}} = 9$ Ом (см. п. 8в); $z_{2т} = 0,18$ Ом для трансформаторов тока типа ТВТ-35М [14].

Если имеется вольт-амперная характеристика, снятая у трансформаторов тока в соответствии с «Инструкцией» [15], то по ней определяется значение тока намагничивания, как показано на рис. 1-13, б или в примере к рис. 2-3, а. Полная погрешность определяется как отношение тока намагничивания к расчетному току, в данном примере $1,8 \cdot 5/1,5 = 6$ А. Если вольт-амперные характеристики этих трансформаторов тока отсутствуют, например при проектировании, то значение тока намагничивания определяется по выражениям (2-4), (2-5) и данным завода-изготовителя [14]. Для

ТВТ-35М с $n_T = 300/5$; $\omega_2 = 39$, $Q = 46,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$, $L_{CP} = 0,88 \text{ м}$. При $U_{2T} = 56 \text{ В}$ (см. выше) определяется по (2-4) значение $B_{\text{макс}} = 56 / (4,44 \cdot 50 \cdot 0,00468 \cdot 39) = 1,4 \text{ Тл}$. Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток этого трансформатора тока $B_{\text{макс}} = 0,7 \text{ Тл}$. По типовой кривой намагничивания трансформаторной стали (рис. 2-3, б) при $B_{\text{макс}} = 0,7 \text{ Тл}$ определяется значение $H = 36 \text{ А/м}$. По выражению (2-5) ток намагничивания

$$I_{\text{маг}} = 36 \cdot 0,88 / 39 = 0,81 \text{ А},$$

$$\varepsilon = 0,81 \cdot 100 / 6 \approx 15 \%$$

Чувствительность реле РГ1-341 в режиме после дешунтирования ЭВ по выражению (2-2) может не проверяться, так как благодаря низкому коэффициенту возврата этого реле (0,3—0,4) коэффициент чувствительности не снижается по сравнению с режимом до дешунтирования ЭВ даже при $f = 60 \div 70 \%$. Чувствительность ЭВ по выражению (2-2а) соответствует «Правилам» [1]:

$$k_{\text{ч.ЭВ}} = \frac{13,7 (1 - 0,15)}{1,5} = 2,3 > 1,8,$$

где $k_y = 1$ (табл. 2-2). Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ короткозамыкателя может быть применена.

Аналогично проверяются трансформаторы тока на стороне 10 кВ трансформатора.

Рис. 2-10. Расчетная схема (а) с указанием типов защиты и карта селективности (б) к примеру 2-4

ТВ, В₁ — максимальная токовая защита с независимой характеристикой с двумя ступенями выдержки времени; Г — газовая защита; ТДТ — дифференциальная токовая защита с торможением (§ 2-5). На схеме для точки К1 токи отнесены к стороне В11, для точки К2 — к сторонам ВН и НН; на карте селективности токи отнесены к стороне НН

10. Определяется ток срабатывания реле РТБ блокировки отключения отделителя ОД, которое должно надежно, с $k_T > 2$, срабатывать при включении короткозамыкателя КЗ, т. е. при токе двухфазного к. з. в точке К1 в минимальном режиме работы системы; ток принимается равным 400—600 А, приведенным к стороне 35 кВ.

Пример 2-4. Выбираются уставки максимальной защиты трансформаторов 110 кВ двухтрансформаторной подстанции. Все необходимые данные приведены на схеме рис. 2-10, а и в тексте примера. Параллельная работа трансформаторов не предусматривается. Секционный выключатель 10 кВ находится в автоматическом резерве (АВР).

Решение. 1. Рассчитываются токи трехфазного к. з. при максимальном и минимальном режимах питающей системы для точек К1 и К2 по следующим данным: $x_{с. \text{ макс}} = 15 \text{ Ом}$; $x_{с. \text{ мин}} = 36 \text{ Ом}$; $u_{к. \text{ макс}} = 11 \%$; $u_{к. \text{ мин}} = 9,5 \%$; $u_{к. \text{ ср}} = 10,5 \%$. Для точки К2 по формулам (2-7)—(2-12) определяются: $x_{\text{тр. мин}} = 0,095 \times 96,6^2 / 6,3 = 141 \text{ Ом}$; $x_{\text{тр. макс}} = 0,11 \cdot 126^2 / 6,3 = 277 \text{ Ом}$;

$$I_{\text{к. макс. ВН}}^{(3)} = 110\,000 / [\sqrt{3} (15 + 141)] = 410 \text{ А};$$

$$I_{\text{к. макс. НН}}^{(3)} = 410 \cdot 96,6 / 11 = 3600 \text{ А};$$

$$I_{\text{к. мин. ВН}}^{(3)} = 126\,000 / [\sqrt{3} (36 + 277)] = 230 \text{ А};$$

$$I_{\text{к. мин. НН}}^{(3)} = 230 \cdot 126 / 11 = 2600 \text{ А}.$$

Токи к. з. показываются на схеме рис. 2-10, а (в числителе — максимальные, в знаменателе — минимальные).

2. Рассчитывается ток самозапуска нагрузки с учетом того, что нагрузка — типа обобщенной ($x_{\text{нагр}} = 0,35$). Сопротивление обобщенной нагрузки, отнесенное к номинальной мощности трансформатора и наименьшему напряжению стороны ВН (96,6 кВ), по выражению (2-15) $x_{\text{нагр}} = 0,35 \cdot 96,6^2 / 6,3 = 520 \text{ Ом}$. Согласно формуле (2-13)

$$I_{\text{сл. макс. ВН}} = 110\,000 / [\sqrt{3} (15 + 141 + 520)] = 94 \text{ А}.$$

По отношению к максимальному рабочему току трансформатора, равному 1,05 номинального (33 А), коэффициент $k_{\text{слн}} = 94 / 33 = 2,8$. Ток самозапуска, проходящий по стороне НН, равен $94 \times 96,6 / 11 = 825 \text{ А}$.

3. Выбирается ток срабатывания селективной максимальной защиты с независимой характеристикой, установленной на секционном выключателе 10 кВ (СВ). Максимальный рабочий ток СВ может быть равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов. В свою очередь, для каждого из трансформаторов максимальный рабочий ток при введенном АВР не должен быть более 0,65—0,7 его номинального тока. Тогда по условию (1-1) $I_{с. \text{ з}2} \geq 1,1 \cdot 0,7 \times 825 / 0,8 = 800 \text{ А}$.

По условию (1-4) согласования чувствительности с защитами 1 линий 10 кВ (не работающих параллельно) $I_{с. \text{ з}2} \geq 1,4 (320 + 150) = 660 \text{ А}$, где суммарная нагрузка неповрежденных линий определяется как разность между максимальным рабочим током секции (230 А) и рабочим током поврежденной линии (80 А), с которой производится согласование; $k_{\text{н.с}} = 1,4$ (табл. 2-4).

Проверяется коэффициент чувствительности защиты 2 в основной зоне по формуле (1-5а): $k_4^{(2)} = 0,865 \cdot 2600 \cdot 800 = 2,8 > 1,5$ [1].

4. Выбирается время срабатывания защиты 2 таким образом, чтобы при ее токе срабатывания (800 А) соблюдалась ступень селективности между защитами 1 и 2. Защита 1 при токе 800 А имеет $k = 800 / 320 = 2,5$ и $t_{с. \text{ з}1} \approx 1,3 \text{ с}$ (по типовой характеристике реле РТ-80). Тогда $t_{с. \text{ з}2} = 1,3 + 0,7 = 2 \text{ с}$ (рис. 2-10, б).

Поскольку $t_{0.32} = 2$ с, целесообразно выполнить ускорение действия этой защиты при срабатывании АВР. Время действия защиты по цепи ускорения принимается примерно 0,5 (§ 4-2).

5. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты 3 на стороне 110 кВ трансформаторов. Защита выполняется по схеме рис. 2-1, в или г (предстоит решить, допустима ли последняя).

По условию (1-1) с учетом того, что в некоторых режимах трансформатор может быть нагружен до $1,3I_{ном Тр}$ (при отсутствии второго трансформатора), ток срабатывания его максимальной защиты $I_{с.32} \geq 1,1 \cdot 1,3 \cdot 94/0,8 = 170$ А (445 % $I_{ном Тр}$).

По условию (1-3) $I_{с.32} \geq 1,2 (0,7 \cdot 94 + 0,7 \cdot 33) = 107$ А, считая, что каждый из трансформаторов загружен на 70 %.

По условию (1-4) согласования с защитой 2 на СВ 10 кВ (для $Тр1$, но аналогично и для $Тр2$)

$$I_{с.32} \geq 1,3 \left(800 \frac{11}{115} + 0,7 \cdot 330 \frac{11}{115} \right) = 128 \text{ А,}$$

где $k_{н.с}$ — берется из табл. 2-4. В этом условии рассматривается удаленное к. з. на одной из линий, отходящей от соседней секции (питающейся через СВ), при отказе защиты или выключателя этой линии. При таком к. з. нагрузка $Тр1$ может оставаться примерно равной рабочей максимальной.

Таким образом, для защиты 3 принимается $I_{с.32} = 170$ А. Для трансформаторов тока типа ТВТ-110 принимается $n_T = 150/5$, так как при $n_T = 100/5$ мощность трансформаторов тока мала и они, как правило, не обеспечивают точную работу защиты. Тогда по формуле (1-6) $I_{с.р} = 170 \cdot \sqrt{3}/30 = 9,8$ А.

Проверяется чувствительность защиты 3 в основной зоне (при заданной раздельной работе трансформаторов).

а. При двухфазном к. з. за трансформатором (точка К2) расчетный ток в реле (схемы 2-1, в, г) в соответствии с табл. 2-1 одинаков: $I_{р.мин}^{(2)} = 1,5 I_{к.мин}^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 230/30 = 11,5$ А. Коэффициент чувствительности $k_{ч.осн}^2 = 11,5/9,8 \approx 1,17 \ll 1,5$ [1]. Поэтому на практике на подобных трансформаторах с большими пределами регулирования напряжения под нагрузкой и в связи с этим существенным различием между токами при к. з. за трансформатором, а также при $k_{с.ан} > 2$ максимальная защита выполняется с пусковым органом напряжения (§ 2-3). Это обеспечивает достаточно высокую чувствительность защиты по току. Несмотря на то, что $k_{ч.осн} < 1,5$, пример продолжается в учебных целях.

б. При двухфазном к. з. на выводах 110 кВ (точка К1) расчетный ток в реле для схемы с тремя реле (рис. 2-1, в) в два раза больше, чем для схемы с двумя реле (рис. 2-1, г) — см. табл. 2-1, т. е. для схемы с тремя реле $I_{р.мин}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 1800/30 = 104$ А, для схемы с двумя реле — 52 А. Поскольку для обеих схем $k_{ч} \gg 1,5$, можно принять схему с двумя реле — рис. 2-1, г [5].

6. Время срабатывания для первой ступени защиты 3, действующей на отключение выключателя 10 кВ (рис. 2-10, а), выбирается на ступень селективности больше, чем у защиты 2 на СВ 10 кВ, т. е.

2,4 с. Для второй ступени можно принять 2,8 с. Ступени селективности 0,4 с допускаются для защит с независимой выдержкой времени [7].

7. Определяется допустимость применения принципа дешунтирования ЭВ короткозамыкателя по выражению (2-2а), приняв ЭВ с током срабатывания 5 А. Без учета действительной токовой погрешности трансформаторов тока коэффициент чувствительности для ЭВ: $11,5/5 = 2,3$, т. е. несколько меньше, чем требуют «Правила»: на 20 % выше, чем в этом примере у дифференциальной защиты трансформатора (2). С учетом токовой погрешности $f \approx 20$ % коэффициент чувствительности снижается до 1,8. Приближенное значение токовой погрешности для трансформаторов тока типа ТВТ-110 (новое обозначение ТВТ-110-1) в режиме после дешунтирования ЭВ определено выше в примерах к условиям (2-3)—(2-5). Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ (Э0) не является достаточно надежной и в качестве источника оперативного тока обычно применяются предварительно заряженные конденсаторы.

8. Производится расчетная проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ типа ТВТ-110 (встроенных) по условиям § 1-3.

а. Проверка на 10 %-ную погрешность производится по расчетным условиям ($I_{расч}$) максимальной токовой защиты, поскольку они более тяжелые, чем у дифференциальной защиты (получается меньшее допустимое значение нагрузки $z_{н.доп}$). Это вызвано особенностями кривых предельных кратностей встроенных трансформаторов тока при малых кратностях тока [14]. Как видно из рис. П-5 и П-6, на обратной ветви некоторых кривых уменьшение кратности тока k_{10} приводит к уменьшению допустимой нагрузки $z_{н.доп}$.

В соответствии с выражением (1-15) при наибольшем токе $I_{с.32}$, при котором $k_{10}^{(2)} = 1,5$, т. е. $I_{с.32} = 130$ А (при условии, что защита дополняется пуском по напряжению — см. § 2-3), $k_{10} = 1,1 \times 130/150 \approx 1$. По кривой предельных кратностей ТВТ-110 при $n_T = 150/5$ (рис. П-6) определяется $z_{н.доп} = 0,93$ Ом. Для двух последовательно включенных одинаковых вторичных обмоток ТВТ-110 $z_{н.доп} = 1,86$ Ом.

Фактическая расчетная вторичная нагрузка для принятой схемы (рис. 2-1, г) по табл. 1-5: $z_{н.расч} = 3r_{пр} + 3(z_{рТ.м} + z_{рТ.д} + z_{рП} + z_{рВМ}) + r_{пер} = 3 \cdot 0,25 + 3(0,02 + 0,1 + 0,1 + 0,1) + 0,1 = 1,8$ Ом $< z_{н.доп}$. Сопротивления отдельных элементов определяются следующим образом. Сопротивление алюминиевых проводов при длине 35 м и сечении 4 мм² по выражению (1-22) равно 0,25 Ом. Сопротивления токового реле максимальной защиты типа РТ-40/20 по (1-23) $z_{рТ.м} = 0,5/5^2 = 0,02$ Ом (где 0,5 В·А — потребляемая мощность реле при минимальной уставке [12]); промежуточного реле типа РП-321 — $z_{рП} = S/(2I_{с.р})^2 = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом (где 10 В·А — потребляемая мощность при двойном токе срабатывания [12]); реле времени типа РВМ-12 (рис. 1-19) — $z_{рВМ} = 10/(2 \cdot 5)^2 = 0,1$ Ом (где мощность 10 В·А берется в соответствии с [12]). Сопротивление токового дифференциального реле типа ДЗТ-11 приближенно принимается $z_{рТ.д} = 0,1$ Ом (§ 2-4).

б. Проверка надежной работы контактов токовых реле максимальной защиты. По значению $I_{к. макс} = 4400 \text{ А}$ (рис. 2-10, а) определяется $k_{макс} = 4400/150 = 29,5$. По величине $0,5z_{п. расч} = 0,5 \cdot 1,8 = 0,9 \text{ Ом}$ (учитывая две последовательно включенные вторичные обмотки) по соответствующей кривой (рис. П-6) находится $k_{удоп} = 17$. Тогда по формуле (1-18) $A = 29,5/17 = 1,74$; из рис. 1-14 $f = 30 \%$, т. е. надежная работа контактов обеспечивается (табл. 1-3).

в. Определяется по выражению (1-19) $U_{2т} = \sqrt{2} \cdot 29,5 \cdot 0,9 = 377 \text{ В} < 1400 \text{ В}$, что соответствует условию (1-20).

Аналогично проверяются трансформаторы тока на стороне 10 кВ трансформатора.

2-3. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С ПУСКОМ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

1. Особенности выполнения и расчета

Применение пуска по напряжению позволяет при выборе тока срабатывания защиты по выражениям (1-1)–(1-3) принимать $k_{сзд} = 1$, поскольку отстройка от перегрузочных режимов обеспечивается пусковым органом напряжения. Исключения могут составлять максимальные токовые защиты трансформаторов 35 и 110 кВ с нагрузкой, состоящей из электродвигателей 6 (10) кВ. Для обеспечения

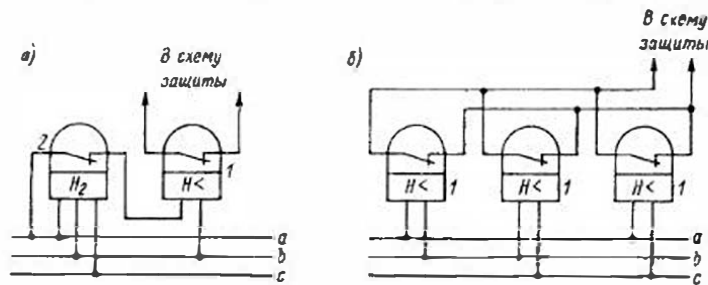


Рис. 2-11. Пусковые органы напряжения максимальных токовых защит трансформаторов: а — комбинированный пусковой орган [1]; б — пусковой орган с тремя минимальными реле напряжения

бездействия защиты таких трансформаторов при близких двухфазных к. з. в питающей сети ток срабатывания максимальной защиты следует принимать не менее $2I_{ном. тр}$, чтобы отстроиться от возможного увеличения тока, потребляемого двигателями при снижении напряжения, вызванном этим двухфазным к. з.

Типовой (комбинированный) пусковой орган напряжения (рис. 2-11, а) состоит из фильтра-реле 2 напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М и минимального реле напряжения 1, включенного на одно из междуфазных напряжений через размыкающий контакт фильтра-реле. В схеме рис. 2-11, а у реле 1 использо-

ван размыкающий контакт в предположении, что защита выполнена на постоянном оперативном токе. Для схем защиты на переменном оперативном токе у реле 1 используется замыкающий контакт [5].

Напряжение срабатывания фильтра-реле 2 обратной последовательности типа РНФ-1М [12] выбирается из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме [5]:

$$U_{2с.з} = 0,06U_{ном}, \quad (2-20)$$

где $U_{2с.з}$ и $U_{ном}$ — междуфазные напряжения.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения 1 определяется исходя из условия обеспечения возврата реле после отключения внешнего к. з. [5]:

$$U_{с.з} = U_{мин} / (k_H k_B), \quad (2-21)$$

где $U_{мин}$ — минимальное остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается реле, в начале самозапуска двигателей нагрузки после отключения внешнего к. з. (§ 1-5); k_H — коэффициент надежности, может быть принят равным 1,1–1,2; k_B — коэффициент возврата реле, может быть принят равным 1,2 (для реле РН-50).

Напряжение $U_{мин}$ может быть определено при приближенном расчете режима самозапуска (см. примеры 1-20 и 1-21). Обычно $U_{с.з} = (0,5 \div 0,65) U_{ном}$, но в практике эксплуатации имеют место случаи, когда приходится принимать $U_{с.з} = (0,4 \div 0,5) U_{ном}$. Однако такое снижение чувствительности должно использоваться только при необходимости (например, для согласования по чувствительности с предыдущими защитами), так как при этом ухудшаются условия согласования для защит последующих (питающих) элементов: максимальных токовых, а также дистанционных, особенно с ненаправленными реле сопротивления (§ 3-1 и 3-3). Ниже $0,4U_{ном}$ уставку выбирать опасно, поскольку защита может отказать при к. з. на защищаемых шинах через переходное сопротивление.

Питание пусковых органов напряжения защит понижающих трансформаторов осуществляется от трансформаторов напряжения, установленных на сторонах среднего и низшего напряжений. При этом, как показывает анализ [5], чувствительность реле 1 и 2 при выбранных по формулам (2-20) и (2-21) уставках с большим запасом обеспечивается при всех видах к. з. на шинах соответственно среднего и низшего напряжений.

Коэффициент чувствительности при к. з. в зоне резервирования для реле 2

$$k_{ч. н_2} = U_2 / U_{2с.з}, \quad (2-22)$$

где U_2 — междуфазное напряжение обратной последовательности в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается фильтр-реле, при металлическом к. з. между двумя фазами в расчетной точке в режиме, при котором указанное напряжение имеет наименьшее значение; $U_{2с.з}$ — напряжение срабатывания, берется из выражения (2-20).

Для минимального реле напряжения 1 (рис. 2-11, а) коэффициент чувствительности

$$k_{qH} = U_{c.з} k_B / U_{ост}, \quad (2-23)$$

где $U_{ост}$ — междуфазное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питаются реле, при металлическом трехфазном к. з. в расчетной точке, когда указанное напряжение имеет наибольшее значение; $U_{c.з}$ — напряжение срабатывания, берется из выражения (2-21); $k_B > 1$ — коэффициент возврата реле (учитывается благодаря тому, что в момент возникновения трехфазного к. з. кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, срабатывает реле 2 и тогда реле 1 работает «на возврате»).

Для резервных защит требуется $k_q \geq 1,2$ [1]. Для другого варианта выполнения пускового органа (рис. 2-11, б) в выражении (2-23) коэффициент возврата не учитывается:

$$k_{qH} = U_{c.з} / U_{ост}. \quad (2-23a)$$

Сравнивая варианты пусковых органов (рис. 2-11, а и б), легко убедиться, что типовой пусковой орган обеспечивает большую чувствительность защиты при симметричных к. з., еще значительно большую чувствительность при несимметричных к. з. и, кроме того, состоит из меньшего числа реле. Недостатком схемы рис. 2-11, а является возможность срабатывания при кратковременном появлении несимметрии напряжения, например при включении выключателя от схемы АВР. Для устранения этого недостатка работа защиты по цепи ускорения после АВР должна происходить с временем 0,5 с или больше (§ 4-2).

Кроме того, применение комбинированного пускового органа напряжения не освобождает от необходимости согласования по току максимальных защит трансформатора и защит отходящих линий, не имеющих пуска по напряжению, по условию (1-4). Это объясняется тем, что при несимметричных к. з. в питаемой сети комбинированный пусковой орган из-за своей высокой чувствительности по напряжению обратной последовательности имеет, как правило, значительно большую зону действия, чем максимальные (и дистанционные) защиты отходящих линий. В то же время меньшая чувствительность пускового органа из трех реле напряжения (рис. 2-11, б) может быть при необходимости использована для совместного — по току и по напряжению — согласования чувствительности максимальной токовой защиты трансформатора с предыдущими *максимальными токовыми защитами сильно нагруженных линий*, с которыми согласование лишь по току невозможно [11, 26]. Один из таких случаев рассмотрен в примерах 2-6 и 2-7.

Наряду с этим пусковой орган из трех реле напряжения (рис. 2-11, б) позволяет весьма просто и во всех случаях обеспечить согласование чувствительности (по напряжению) максимальной токовой защиты трансформатора с предыдущими *дистанционными защитами*, в то время как согласование по току этих защит, выполня-

емое с учетом электрической дуги, является приближенным и не всегда осуществимым [26]. Согласование по напряжению, очевидно, является вполне достаточным, поскольку при бездействии пускового органа напряжения максимальная токовая защита в целом не срабатывает. Согласование по напряжению может выполняться при *металлическом* к. з., поскольку наличие переходного активного сопротивления в месте к. з. приводит к сокращению зоны действия органа минимального напряжения (рис. 2-11, б) еще в большей степени, чем дистанционной защиты (с направленными и тем более с ненаправленными реле), и тем самым улучшает условия согласования.

По условию согласования при металлическом трехфазном к. з. в конце зоны действия предыдущей дистанционной защиты линии пусковой орган минимального напряжения последующей максимальной токовой защиты трансформатора должен бездействовать, поэтому его напряжение срабатывания выбирается по выражению

$$U_{*c.з} \leq z_{c.з} / [k_{н.с} (z_{c.з} + z_{c.з})] \quad (2-24)$$

где $z_{c.з}$ — сопротивление срабатывания той ступени предыдущей дистанционной защиты, с которой производится согласование; $z_{c.з}$ — наибольшее сопротивление системы и защищаемого трансформатора до места установки трансформатора напряжения, от которого питаются пусковой орган напряжения защиты этого трансформатора и предыдущая дистанционная защита; $k_{н.с}$ — коэффициент надежности согласования, который может приниматься равным 1,1—1,2 по следующим соображениям. В выражении (2-24) при арифметическом сложении модулей сопротивлений $z_{c.з}$ и $z_{c.з} = z_k$ не учитывается активная составляющая сопротивления до места к. з. на линии (принимается $\varphi_0 = 90^\circ$), поскольку возможен наиболее тяжелый расчетный случай к. з. в трансформаторе, подключенном к линии вблизи места включения пускового органа напряжения максимальной токовой защиты. При повреждениях на отходящей линии по мере удаления точки к. з. увеличивается активная составляющая в сопротивлении Z_k ($\varphi_0 < 90^\circ$) и остаточное напряжение в месте включения пускового органа будет выше, чем рассчитанное при $\varphi_0 = 90^\circ$ по формуле (2-24), а следовательно, будет возрастать надежность согласования. Поэтому $k_{н.с}$ в (2-24), как правило, может приниматься минимальным: 1,1 при ненаправленных реле сопротивления предыдущих дистанционных защит и до 1,2 — при направленных реле сопротивления.

В максимальном режиме питающей системы зона действия органа минимального напряжения сокращается, а зона действия предыдущей дистанционной защиты остается неизменной, т. е. условия согласования улучшаются.

Выражение (2-24) составлено для типовой схемы питания органа минимального напряжения от тех же шинных трансформаторов напряжения, от которых питаются цепи дистанционных защит предыдущих линий.

Из выражения (2-24) видно, что согласование по напряжению практически всегда осуществимо. Если $z_{c.з} = z_{c.з}$, то $U_{*c.з} = 0,45$, что вполне может быть принято. Обычно же сопротивление срабатывания третьих ступеней дистанционных защит $z_{c.з}^{III} > z_{c.з}$ и $U_{*c.з}$ может быть выбрано более высоким, но не выше $0,65U_{ном}$ (пример 2-8 и 3-3).

2. Примеры расчета максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Пример 2-5. Выбираются уставки максимальной защиты с пуском по напряжению двух трансформаторов по 10 МВ·А, работающих отдельно по схеме, аналогичной рис. 2-10. Ток трехфазного к.з. через один трансформатор при повреждении на шинах 10 кВ в минимальном режиме системы и при наибольшем сопротивлении трансформатора равен 300 А, приведенным к напряжению 110 кВ. Коэффициент самозапуска, определенный приближенным методом для обобщенной промышленной нагрузки в максимальном режиме системы и при наименьшем сопротивлении трансформатора, равен 2 (аналогично предыдущему примеру).

Решение. 1. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты. В учебных целях вначале определяется ток срабатывания по выражению (1-1) для максимальной защиты без пуска по напряжению и проверяется коэффициент чувствительности защиты. Ток срабатывания $I_{c.з} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 50 / 0,8 = 210$ А. При $n_T = 150/5$ и схеме защиты по рис. 2-1, в или з ток $I_{c.р} = 210 \times 1,73/30 = 12,1$ А. Минимальное значение тока в реле при к.з. $I_p = 1,5 \cdot 300/30 = 15$ А, а коэффициент чувствительности $k_{с.з}^{(2)} = 15/12,1 = 1,24 < 1,5$.

Для повышения чувствительности максимальной токовой защиты устанавливается типовой пусковой орган напряжения (рис. 2-11, а). Ток срабатывания этой защиты по выражению (1-1) при $k_{с.зп} = 1$ равен 1,5 номинального тока трансформатора: $I_{c.з} = 1,5 \cdot 50 = 75$ А. По условию (1-4) согласования с защитой секционного выключателя $I_{c.з} = k_{н.с} I_{c.зCB} = 1,3 \cdot 53 = 69$ А, где $k_{н.с} = 1,3$ (табл. 2.4); $I_{c.зCB} = 53$ А — ток срабатывания максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе 10 кВ (ток приведен к напряжению 110 кВ). Максимальное значение рабочего тока СВ принято равным 0,7 номинального тока трансформатора (35 А).

Выбирается $I_{c.з} = 75$ А; $I_{c.р} = 75 \cdot 1,73/30 = 4,3$ А. Коэффициент чувствительности по току $k_{ч.т} = 3,5$. Улучшаются и условия дальнего резервирования (в данном примере коэффициент чувствительности в зоне резервирования не определяется).

2. Выбирается напряжение срабатывания комбинированного пускового органа напряжения в соответствии с формулой (2-21):

$$U_{c.з} = 0,8 U_{ном} / (1,1 \cdot 1,2) = 0,58 U_{ном} = 0,58 \cdot 10000 = 5800 \text{ В,}$$

где $U_{мин} = 0,8 U_{ном}$ — по расчету, приведенному в примере 1-20.

Напряженне срабатывания реле типа РН-54/160 (реле 1 на рис. 2-11, а)

$$U_{c.р} = U_{c.з} / n_H = 5800 / (10000/100) = 58 \text{ В,}$$

где n_H — коэффициент трансформации трансформатора напряжения, установленного на шинах 10 кВ, от которого питаются реле комбинированного пускового органа защиты.

3. Напряжение срабатывания фильтра-реле 2 (рис. 2-11, а) согласно выражению (2-20) $U_{c.р} = 6$ В, что соответствует минимальной уставке реле типа РНФ-1М с пределами уставок 6—12 В [12].

Выбирается время действия защиты и производится расчетная проверка параметров трансформаторов тока так же, как в предыдущих примерах.

Пример 2-6. Выбираются уставки максимальной токовой защиты трансформатора ($115 \pm 16\%$) кВ/6,6 кВ, 16 МВ·А, питающего

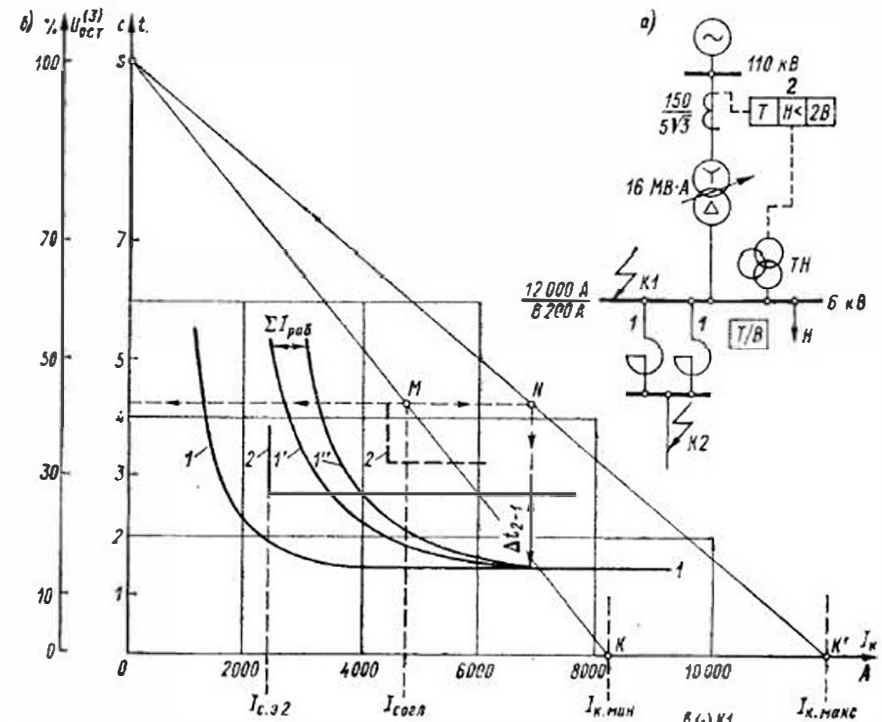


Рис. 2-12. Расчетная схема (а) и карта селективности (б) к примеру 2-6
ТН < 2В — максимальная токовая защита с пуском по напряжению с двумя ступенями выдержки времени (токи приведены к напряжению 6 кВ)

промышленный район (рис. 2-12, а). Ток трехфазного к.з. через Трансформатор при повреждении на шинах 6 кВ (точка К1) в минимальном режиме системы и при наибольшем сопротивлении трансформатора равен 430 А, приведенным к напряжению 110 кВ, или

8200 А, приведенным к напряжению 6 кВ. Наибольшее значение тока к. з. при таком же повреждении равно соответственно 820 или 12 000 А. Наибольшие ток и время срабатывания максимальных защит I отходящих реактированных линий 6 кВ равны 800 А и 1,5 с при 600 % $I_{с.з}$ (реле РТ-80), причем две линии работают параллельно.

Решение 1. Выбирается ток срабатывания максимальной защиты с пуском по напряжению. По выражению (1-1) при $k_{снп} = 1$ $I_{с.з2} = 140$ А, приведенным к напряжению 110 кВ.

По условию (1-4) согласования чувствительности в защитах I двух отходящих параллельных линий ($n = 2$) ток срабатывания защиты 2 трансформатора $I_{с.з2} \geq 1,35 (2 \cdot 800 + 800) = 3250$ А, или 188 А, приведенным к напряжению 110 кВ, где $k_{н.с} = 1,35$ (табл. 2-4); суммарный ток нагрузки неповрежденных линий 6 кВ принят равным 800 А. При этом $I_{с.р2} = 10,8$ А. Расчетный ток в реле (табл. 2-1) равен 21,5 А. Коэффициент чувствительности по току равен 2.

2. Выбирается время срабатывания первой ступени защиты 2 (действующей на отключение выключателя 6 кВ) таким образом, чтобы при токе $I_{с.з2} = 3250$ А обеспечить необходимую степень селективности в характеристике I'' , которая представляет собой «суммарную» характеристику защит I двух предыдущих параллельных линий, сдвинутую вправо на отрезок, равный суммарному току нагрузки неповрежденных предыдущих линий (рис. 2-12, б). Построение «суммарных» характеристик показано в примере 1-23. Из рис. 2-12, б видно, что при $I_{с.з2} = 3250$ А пришлось бы выбрать $t_{с.з2} \approx 5$ с, что, очевидно, нецелесообразно.

Для уменьшения времени действия защиты 2 трансформатора (без изменения типов и уставок защит I параллельных линий) возможны два варианта: а) увеличение тока срабатывания защиты; б) применение пускового органа напряжения, состоящего из трех минимальных реле напряжения (рис. 2-11, б).

По первому варианту следует выбрать наибольший возможный ток срабатывания защиты 2, обеспечивающий $k_{снп}^{(2)} = 1,5$. Этот ток находится следующим образом:

$$I_{с.р} = I_{р.мин} / k_{н} = 21,5 / 1,5 = 14,3 \text{ А};$$

$$I_{с.з} = I_{с.р} n_T / k_{сн}^{(3)} = 14,3 \cdot 30 / \sqrt{3} = 250 \text{ А},$$

приведенным к напряжению 110 кВ, или 4350 А, приведенным к напряжению 6 кВ. При токе 4350 А время срабатывания защит I составляет 2,5 с (кривая I'' на рис. 2-12, б), причем защиты I работают в зависимой части характеристики. Приняв $\Delta t = 0,7$ с, получим $t_{с.з2} \geq 3,2$ с (штриховая характеристика 2 на рис. 2-12, б).

По второму варианту принимается первоначально выбранный по формуле (1-1) ток $I_{с.з2} = 140$ А (2440 А, приведенным к напряжению 6 кВ), затем определяется значение тока к. з., называемого током согласования $I_{согл}$, при котором уже обеспечивается согласование по току и времени защит 2 и I . При выборе значения $I_{согл}$

определяющим может быть желание выбрать меньшее $t_{с.з2}$. В данном примере, выбрав $I_{согл} = 4800$ А, можно принять $t_{с.з2} = 2,8$ с при той же $\Delta t = 0,7$ с по отношению к характеристике I'' (рис. 2-12, б). По току $I_{согл}$ определяется напряжение срабатывания пускового органа защиты 2, обеспечивающее бездействие защиты по напряжению при повреждениях с токами к. з., меньшими, чем $I_{согл}$. Характеристика защиты 2 (140 А и 2,8 с) показана на рис. 2-12, б сплошной линией; хорошо видно, что без пускового органа напряжения защита 2 неселективна.

Напряжение срабатывания пускового органа может определяться аналитически и графически. Для аналитического определения составляется уравнение

$$I_{к.мин}^{(3)} = U_{с.мин} / (z_{с.мин} + z_{тр.макс} + z_{расч}) = I_{согл}, \quad (2-25)$$

где $I_{согл}$ — наименьшее значение тока к. з., при котором обеспечивается согласование последующей защиты с предыдущей по току и по времени (или только по току); $U_{с.мин}$ — фазное напряжение системы в минимальном режиме; $(z_{с.мин} + z_{тр.макс})$ — наибольшее сопротивление системы и питающего трансформатора до места включения трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган защиты этого трансформатора (рис. 2-12, а); $z_{расч}$ — сопротивление участка сети от шин подстанции, где включен ТН (точка $K1$), до места к. з. (точка $K2$ на рис. 2-12, а). Из выражения (2-25)

$$z_{расч} = U_{с.мин} / I_{согл} - (z_{с.мин} + z_{тр.макс}). \quad (2-26)$$

Минимальное остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питаются пусковые реле (точка $K1$),

$$U_{ост}^{(3)} = \sqrt{3} I_{согл} z_{расч}. \quad (2-27)$$

Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения, при котором осуществляется пуск защиты,

$$U_{с.р} \leq U_{ост}^{(3)} / (k_{н} n), \quad (2-28)$$

где n — коэффициент трансформации трансформатора напряжения; $k_{н}$ — коэффициент надежности, значение которого зависит от конкретных расчетных условий; в данном примере можно принять $k_{н} = 1$, поскольку при $I_{согл} = 4800$ А уже имеется $\Delta t = 0,7$ с, чем и обеспечивается надежность согласования (см. также следующий пример).

Для условий этого примера по формуле (2-26)

$$z_{расч} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 4800) - 0,45 = 0,31 \text{ Ом},$$

где $z_{с.мин} + z_{тр.макс} = 0,45$ Ом — из расчета токов к. з. В сопротивление $z_{расч}$ входят сопротивления реакторов (рис. 2-12, а) типа РБА-600-8%: $z_{р/2} = x_{р/2} = 0,23$ Ом, и кабельных линий (0,08 Ом), причем преобладающее сопротивление реакторов позволяет считать $z_{расч}$ индуктивным сопротивлением (как будет пока-

вано в следующем примере, это допущение создает расчетный запас). Сопротивления системы и питающего трансформатора также можно считать индуктивными.

По выражению (2-27) $U_{ост}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 4800 \cdot 0,31 = 2600$ В, или 41 % $U_{ср}$, где $U_{ср} = 6300$ В.

По формуле (2-28)

$$U_{с.р} = 2600 / (6000 / 100) = 43,5 \text{ В.}$$

Значение $U_{ост}^{(3)}$ может быть определено и графическим путем. Для этого на карте селективности (рис. 2-12, б) проводится прямая SK, представляющая собой геометрическую сумму падений напряжения от тока $I_{к. мин}^{(3)}$ в сопротивлениях системы, трансформатора и $Z_{расч}$ при индуктивном характере этих сопротивлений ($\varphi_k = 90^\circ$), как было принято выше, при минимальном сопротивлении системы и трансформатора. Эта геометрическая сумма, очевидно, равна междупазному напряжению (э. д. с.) системы, в данном случае 6,3 кВ. Для построения прямой SK на оси ординат откладывается в удобном масштабе отрезок OS, соответствующий $U_c = 6,3$ кВ = 100 % при $I_k = 0$, а на оси абсцисс — отрезок OK, соответствующий минимальному току при трехфазном к. з. на шинах низшего напряжения (точка KI), когда $U_{ост}^{(3)} = 0$. В данном примере $I_{к. мин}^{(3)} = 8200$ А (рис. 2-12, а).

Остаточное напряжение на шинах, где включен ТН, при токе $I_{к. мин}^{(3)} = I_{согл}$ определяется ординатой точки M, расположенной в месте пересечения прямой SK с абсциссой $I_{согл}$. Из рис. 2-12, б видно, что $U_{ост}^{(3)} \approx 41$ %.

Если, допустим, имеется возможность принять $I_{с.з}$ несколько большим, например 3,5 с, то при той же $\Delta t = 0,7$ с выбирается $I_{согл} = 4000$ А, и тогда по рис. 2-12, б легко определить $U_{ост}^{(3)} \approx 52$ %, а затем по формуле (2-28) $U_{с.р} = 54,5$ В.

Как видно из рис. 2-12, б, в максимальном режиме (прямая SK) условия согласования защит 2 и 1 улучшаются. По значению выбранной уставки $U_{ост}^{(3)} = 41$ % определяется положение точки M, которой соответствует $I_{н} = 7000$ А, когда $\Delta t_{2,1} > 1$ с.

Пример 2-7. Для условий предыдущего примера производится согласование по току и по напряжению максимальной токовой защиты с пусковым органом из трех реле напряжения по рис. 2-11, б (2) и максимальных защит (1) на отходящих кабельных линиях (рис. 2-13, а). В отличие от примера 2-6 на кабельных линиях реакторы не установлены.

Для неактивированных кабельных линий или воздушных линий малого сечения согласование по напряжению при токе $I_{согл}$ (см. предыдущий пример) происходит легче, поскольку наличие активной составляющей сопротивления $Z_{расч}$ обуславливает более высокое остаточное напряжение, чем при реактивном сопротивлении до места к. з. Это видно из рис. 2-13, б, на котором построен треугольник падения напряжения в сопротивлениях системы (x_c), трансформатора ($x_{тр}$) и $Z_{расч}$ (со значительной активной составляющей). Основание этого треугольника SK представляет собой геометрическую сумму падений напряжения в сопротивлениях системы, трансформатора и $Z_{расч}$ при трехфазном к. з. в точке K, сторона SA — падение напряжения в реактивных сопротивлениях системы, трансформатора и в реактивной составляющей сопротивления $Z_{расч}$. Угол при вершине этого треугольника постоянный (90°). Угол φ_k определяется отношением r и x полного сопротивления до точки к. з. $K Z_k = j(x_c + x_{тр}) + Z_{расч}$. При различных значениях φ_k вершина A

треугольника падений напряжения скользит по дуге окружности с радиусом $0,5U_{мф}$. При выбранном токе $I_{согл}$, который требуется по условию согласования с предыдущей защитой по току или по времени (см. пример 2-6), легко графически определить остаточное напряжение в месте установки трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган напряжения максимальной токовой защиты трансформатора, при любом значении φ_k : $U_{ост \varphi_k}$. Например, при $\varphi_k = 90^\circ$ треугольник падений напряжения превращается в прямую SK (как показано на рис. 2-12, б). При этом отрезок SM представляет собой падение напряжения при токе $I_{согл}$ в сопротивлениях системы и трансформатора (на рис. 2-13, б — равно $0,6U_{мф}$), а отрезок KM — падение напряжения в сопротивлении $Z_{расч}$, если оно является индуктивным. Отрезок KM соответствует $U_{*ост}$ в месте установки ТН (в данном примере $0,4U_{мф}$).

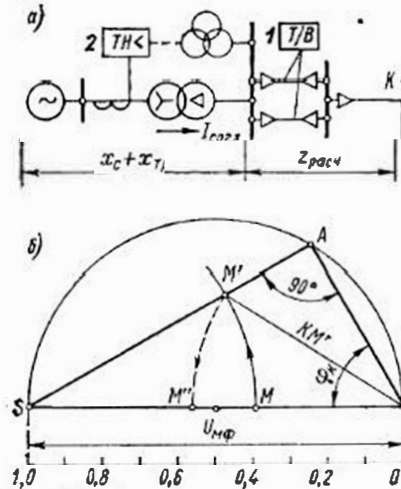


Рис. 2-13. Расчетная схема (а) и диаграмма (б) падений напряжения в сопротивлениях до места к. з. к примеру 2-7

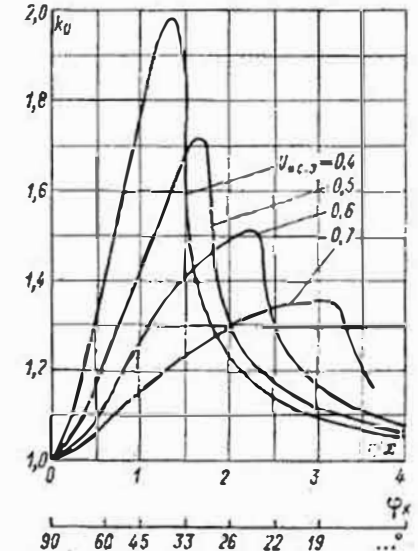


Рис. 2-14. Зависимости $k_U = f(U_{*ост}; \varphi_k)$

При значениях $\varphi_k < 90^\circ$, что свидетельствует о наличии активной составляющей в $Z_{расч}$, точка M перемещается по дуге окружности с радиусом SM (поскольку значения $I_{согл}$, x_c и $x_{тр}$ для каждой расчетной схемы постоянны) до пересечения со стороной SA или AK в точке M'. Радиус KM' представляет собой возросшее падение напряжения в сопротивлении $Z_{расч}$ (за счет увеличения тока к. з.), он всегда больше отрезка KM. Радиусом KM' точка M' переносится на основание треугольника SK (точка M''). Отношение отрезков KM и KM' обозначается коэффициентом $k_U = KM'' / KM = U_{*ост \varphi_k} / U_{*ост} > 1$, (2-29)

который показывает, насколько возрастает остаточное напряжение в месте установки ТН при наличии активной составляющей сопротивления $Z_{расч}$ по сравнению с $U_{*ост}$ при $\varphi_k = 90^\circ$.

Из рис. 2-13, б видно, что при принятых здесь значениях $\varphi_k = 60^\circ$ и $U_{*ост} = 0,4$ $k_U = 0,57 / 0,4 = 1,42$. Зависимости $k_U = f(U_{*ост}; \varphi_k)$ показаны на рис. 2-14 [26].

Решение. Для условий данного примера при $I_{согл} \approx 4800$ А, приведенным к напряжению 6 кВ, и $x_c + x_{тр} = 0,45$ Ом полное сопротивление до точки к. з. определяется по формуле (2-25):

$$z_k = U_{с. мш. мф} / I_{согл} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 4800) = 0,76 \text{ Ом.}$$

Для определения $\varphi_{\text{н}}$ предположим, что $Z_{\text{расч}}$ представляет собой сопротивление кабелей, и примем $\varphi_{\text{расч}} = 20^\circ$ (АС-150). Тогда

$$z_{\text{расч}} e^{j20^\circ} = z_{\text{н}} e^{j\varphi_{\text{н}}} - (x_{\text{с}} + x_{\text{т.р}}) \cdot e^{j50^\circ} = 0,76 e^{j\varphi_{\text{н}}} - 0,45 e^{j90^\circ}$$

Определение двух неизвестных ($z_{\text{расч}}$ и $\varphi_{\text{н}}$) производится графически (рис. 2-15, а) путем построения треугольника сопротивлений. От конца B отрезка AB , равного $x_{\text{с}} + x_{\text{т.р}} = 0,45$ Ом, откладывается под углом $90^\circ + \varphi_{\text{расч}} = 90^\circ + 20^\circ = 110^\circ$ прямая BD произвольной длины. Из начала A того же отрезка AB радиусом, равным $z_{\text{н}} = 0,76$ Ом, проводится дуга до пересечения в точке C с прямой BD . Отрезок BC равен $z_{\text{расч}}$, т. е. $0,47$ Ом. Угол $\varphi_{\text{н}} = 54^\circ$.

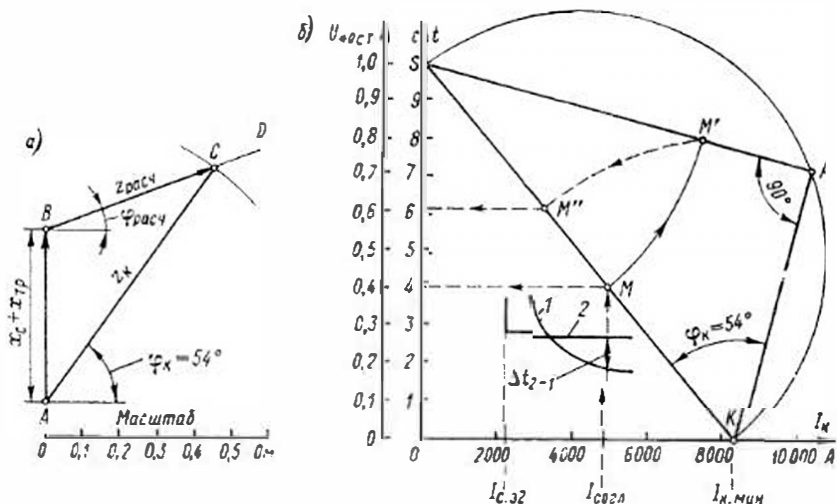


Рис. 2-15. Пример графического определения $z_{\text{расч}}$ и $\varphi_{\text{н}}$ (а) и совмещенные диаграмма падений напряжения и карта селективности (б) к примеру 2-7 (токи приведены к напряжению 6 кВ)

Определив $\varphi_{\text{н}}$, можно построить треугольник падений напряжения (рис. 2-13, б) для этого значения угла полного сопротивления до точки к. з. Для удобства дальнейших расчетов треугольник падений напряжения совмещается с картой селективности (рис. 2-15, б — для $\varphi_{\text{н}} = 54^\circ$) так же, как это было выполнено в предыдущем примере (рис. 2-12, б). На рис. 2-15, б по току $I_{\text{св.зл}} = 4800$ А определяется точка M , ордината которой $U_{\text{ост}} = 0,41$ (41% $U_{\text{ср. мф}}$) при $\varphi_{\text{н}} = 90^\circ$. Радиусом SM определяется положение точки M' на отрезке SA . Затем радиусом KM' точка M' переносится на прямую SK , представляющую собой геометрическую сумму падений напряжения до места к. з. (точка M''). Ордината точки M'' соответствует остаточному напряжению в месте установки ТН при значении $\varphi_{\text{н}} = 54^\circ$: $U_{\text{ост } \varphi_{\text{н}}} = 0,62$, т. е. значительно выше, чем при $\varphi_{\text{н}} = 90^\circ$.

Однако в общем случае принимать полученное при $\varphi_{\text{н}} < 90^\circ$ значение $U_{\text{ост}}$ в качестве рабочей уставки опасно, поскольку даже в сетях с большими активными сопротивлениями линий угол $\varphi_{\text{расч}}$ может оказаться значительно большим, чем 20° (как было принято выше), например при к. з. в близко подключенном трансформаторе 6 (10)/0,4 кВ небольшой мощности (при отказе его собственной защиты, выключателя или предохранителей), для которого $\varphi_{\text{расч}} \approx 80^\circ$. В связи с тем что такая возможность не исключается, в практике эксплуатации распределительных сетей принято в расчете на худший случай выбирать $U_{\text{с.з}}$ по $U_{\text{ост}}$ без учета активной составляющей сопротивления до места к. з. При этом, когда $U_{\text{ост}}$ получается равным 0,4—0,45, допустимо принимать $U_{\text{с.з}} = U_{\text{ост}}$ без какого-либо коэффициента надежности [см. формулу (2-28)], поскольку надежность бездействия максимальной защиты при данных условиях обеспечивается не только степенью селективности

$\Delta t_{2,1}$ (рис. 2-15, б), но и в некоторой степени коэффициентом k_U , который даже при наиболее тяжелых условиях: $U_{\text{ост}} = 0,4$ и $\varphi_{\text{н}} = 80^\circ$ ($r/x = 0,2$), составляет около 1,05 (рис. 2-14). При $U_{\text{ост}} > 0,4$ и $\varphi_{\text{н}} < 80^\circ$ значения k_U возрастают и надежность согласования увеличивается. Если по расчету требуется $U_{\text{с.з}} < 0,4$, то необходимо реконструировать предыдущие защиты с целью снижения их тока и времени срабатывания (см. пример 1-2-1).

В конкретных расчетных случаях, когда для всех точек к. з. на предыдущих элементах могут быть определены значения $\varphi_{\text{расч}}$ и $\varphi_{\text{н}} < 90^\circ$ и имеется необходимость увеличения $U_{\text{с.з}}$ (для улучшения согласования последующих защит), допустимо принимать

$$U_{\text{с.з}} = k_U U_{\text{ост}} / k_{\text{н}} \quad (2-30)$$

где $U_{\text{ост}} = U_{\text{с.з}}$ при $\varphi_{\text{н}} = 90^\circ$; k_U — коэффициент [см. формулу (2-29)], который для ориентировочных расчетов может определяться по кривым на рис. 2-14 для $U_{\text{ост}} = U_{\text{с.з}}$ (при $\varphi_{\text{н}} = 90^\circ$) и для всех расчетных значений $\varphi_{\text{н}}$, после чего принимается наименьшее значение k_U ; $k_{\text{н}} = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент надежности.

Как видно из рис. 2-14, коэффициент k_U при определенных условиях может значительно превышать 1. Например, при $U_{\text{с.з}} = 0,4$ и $\varphi_{\text{н}} = 35 \div 45^\circ$ $k_U = 1,8 \div 2$; при $U_{\text{с.з}} = 0,5$ и $\varphi_{\text{н}} = 30 \div 35^\circ$ $k_U = 1,6 \div 1,7$. Следует поэтому напомнить, что, как правило, $U_{\text{с.з}} > 0,65 U_{\text{ном}}$ не принимается по условию отстройки от возможных эксплуатационных снижений напряжения [3].

Пример 2-8. Выбираются уставки максимальных токовых защит трехмоточных трансформаторов с $N = (115 \pm 10\%)$ кВ/(38,5 \pm $\pm 5\%$) кВ/11 кВ, $S_{\text{ном.тр}} = 10$ МВ·А (рис. 2-16).

На стороне 35 кВ параллельная работа трансформаторов не допускается, на стороне 10 кВ — допускается. На каждом из трансформаторов выполнено по два комплекта максимальных токовых защит с пуском по напряжению: один на стороне 10 кВ, другой — на стороне 110 кВ с двумя ступенями выдержки времени [5].

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з. в максимальном и минимальном режимах системы при параллельной и раздельной работе трансформаторов с учетом максимального и минимального сопротивлений трансформатора. Токи к. з., приведенные к напряжению 110 кВ, показаны на рис. 2-16.

2. Рассчитывается режим самозапуска обобщенной нагрузки (считая для примера, что нагрузка распределена на сторонах среднего и низшего напряжений как 0,4 и 0,3 номинальной мощности трансформатора).

3. Рассчитываются уставки максимальной токовой защиты 2 с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе CB 10 кВ. По условию согласования с защитами 1 отходящих линий ток срабатывания выбран равным 650 А. Чувствительность защиты обеспечивается (при параллельной работе трансформаторов и к. з. на одной из секций 10 кВ через CB идет ток, равный 1950 А).

4. Рассчитываются уставки максимальной токовой защиты 3 на стороне 10 кВ трансформатора.

а. Ток срабатывания выбирается по условиям (1-1), при $k_{\text{сн}} = 1$, и (1-4). По условию (1-4) согласования с защитой 2 $I_{\text{с.з}} \geq 1,25 \cdot 650 = 800$ А, или 150% $I_{\text{ном.тр}}$. Коэффициент чувствительности защиты по току при двухфазном к. з. в основной зоне: 2,4 — при параллельной работе трансформаторов; 2,8 — при их раздельной работе на стороне 10 кВ.

б. Время срабатывания выбирается на ступень селективности 0,4 с больше, чем время срабатывания защиты 2, т. е. 2,4 с.

5. Выбирается ток срабатывания защиты 6 на стороне 110 кВ по условию (1-1), при $k_{сн}^{II} = 1$, и по условию (1-4). Согласование чувствительности производится с максимальными токовыми защитами 3 и 4 предыдущих элементов:

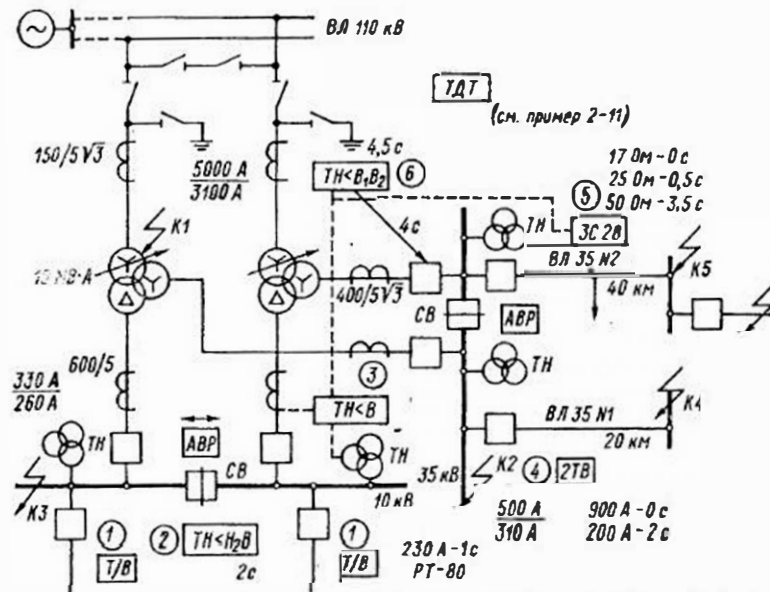


Рис. 2-16. Схема двухтрансформаторной подстанции с обозначением типов релейной защиты к примеру 2-8

ТН B_1, B_2 — максимальная токовая защита с пусковым органом напряжения с двумя ступенями выдержки времени; ЗСЗВ — трехступенчатая дистанционная защита; 2ТВ — двухступенчатая максимальная токовая защита (первая ступень без выдержки времени). Токи приведены к напряжению 110 кВ

а) с защитой 3 на стороне 10 кВ этого же трансформатора: $I_{с.зб} \geq 1,3 (800 + 200) = 1300$ А, или 125 А, приведенным к напряжению 110 кВ, где $k_{в.с} = 1,3$ (табл. 2-4), 200 А — ток нагрузки на стороне 35 кВ, принятый равным 0,4 номинального тока трансформатора, приведенного к стороне 10 кВ;

б) с защитой 4 линии 35 кВ Л1: $I_{с.зб} \geq 1,3 (200 \times 38,5/115 + 17) = 109$ А, приведенным к напряжению 110 кВ, где 17 А — ток нагрузки на стороне 10 кВ, принятый равным 0,3 номинального тока трансформатора, приведенного к стороне 110 кВ.

6. Производится согласование чувствительности (по току) максимальной защиты 6 с третьей ступенью дистанционной защиты 5 ВЛ 35 кВ Л2 ($z_{с.з}^{III} = 50$ Ом). Необходимость согласования вызывается недостаточной чувствительностью защиты 5 в зоне резервирования [1].

Наиболее тяжелым для согласования расчетным случаем является к. з. в самом начале линии через активное сопротивление такого значения, когда дистанционная

защита начинает отказывать. При этом ток к. з. через последующую максимальную защиту возрастает (по сравнению с металлическим к. з. за таким же по значению полным сопротивлением линии), а сопротивление на зажимах направленного реле сопротивления уменьшается. Из характеристики 2 направленного реле сопротивления (рис. 2-17) видно, что при металлическом к. з. на защищаемой линии (при $\varphi_n = \varphi_{м.ч}$ реле) сопротивление срабатывания защиты третьей ступени равно $z_{с.з}^{III}$, а при к. з. через активное сопротивление в начале линии $z_{с.з} = z_{с.з}^{III} \cos \varphi_{м.ч}$ (отрезок Om). Если, например, $\varphi_{м.ч} = 60^\circ$, то зона действия направленного реле сопротивления сокращается в 2 раза. Для реле полного сопротивления при том же

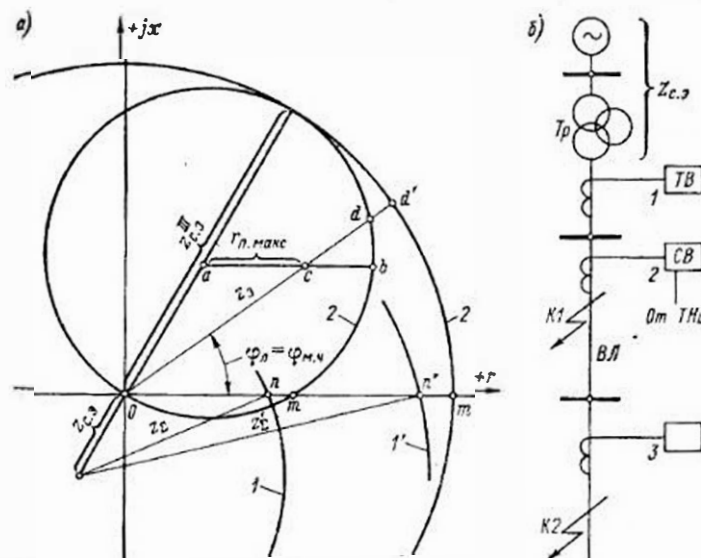


Рис. 2-17. Графическое определение (а) чувствительности предыдущих дистанционных защит 2 и согласование с ними последующей максимальной защиты трансформатора 1 и расчетная схема сети (б) ТНш — трансформатор напряжения шинный

к. з. зона действия не изменяется (характеристика 2'), отрезок Om' равен $z_{с.з}^{III}$ и условия согласования облегаются (ненаправленные реле сопротивления применяются в СССР в защитах линий 35 и 10 кВ, направленные — линий 110 кВ и выше [3]).

Для обеспечения меньшей чувствительности последующей токовой защиты необходимо, чтобы характеристика ее срабатывания, построенная в тех же осях координат (рис. 2-17, а), пересекала ось активных сопротивлений ближе к началу координат, чем точка m (или m'), т. е. в точке n (или n') соответственно. Характеристики срабатывания последующей максимальной защиты (1 и 1') представляют собой окружности, у которых положение центра определяется значением эквивалентного сопротивления системы $z_{с.з}$ (в которое входит и сопротивление защищаемого трансформатора) и углом этого сопротивления (на рис. 2-17 приняты углы сопротивлений системы, трансформатора и линии одинаковыми, но при практических расчетах сопротивления системы и трансформатора могут быть приняты чисто реактивными, что делает условия согласования еще более тяжелыми). Радиус окружностей определяется суммой сопротивлений $z_{с.з}$ и $z_{расч}$ до точки n (или n').

Ток $I_{к.з}^{(3)}$ в выражении (2-1) при к. з. в начале предыдущей линии через переходное активное сопротивление r_n определяется при условии, что $r_n = z_{с.з}$ той ступени дистанционной защиты, с которой производится согласование (обычно третьей ступени), т. е. для точки m (или m') — рис. 2-17, а. Надежность согласова-

ния обеспечивается коэффициентом $k_{II, c}$ [см. формулу (2-1)] и учетом суммарного рабочего тока неповрежденных элементов. Это и определяет конец зоны действия последующей максимальной защиты (точки l или l' соответственно).

Таким образом,

$$I_{к. макс}^{(3)} = U_{0. макс. мф} / (\sqrt{3} \sqrt{x_{с. з}^2 + r_{п}^2}), \quad (2-31)$$

где $r_{п} = z_{с. з} \cos \Phi_{м. ч}$ — для направленного реле сопротивления; $r_{п} = z_{с. з}$ — для реле полного сопротивления (ненаправленного). Сопротивление питающей системы и трансформатора ($x_{с. з}$) принимается наименьшим из реально возможных.

Анализ выражений (2-1) и (2-31) для стандартных условий показывает, что выполнение согласования с дистанционными защитами по току требует значительного увеличения тока срабатывания последующей максимальной защиты трансформатора [26]. Поэтому в расчете необходимо оценить реальность принятого условия $r_{п} = z_{с. з}$ (или $r_{п} = z_{с. з} \cos \Phi_{м. ч}$), для чего определяется максимально возможное переходное сопротивление электрической дуги в месте к. з. [6]:

$$r_{п. макс} = \Delta U_{г. макс} / I_{мин} = 0,4 U_{мф} / (\sqrt{3} I_{к}^{(3)}), \quad (2-32)$$

где $\Delta U_{г. макс}$ — максимально возможное падение напряжения на дуге при замыкании между фазами, которое не может быть выше $0,4 U_{мф}$, кВ; $I_{к}^{(3)}$ — ток к. з., определенный по формуле (2-31), кА.

Можно принять, что при $r_{п. макс} < 0,5 r_{п}$ предыдущая дистанционная защита имеет достаточную чувствительность при к. з. в начале линии через переходное сопротивление $r_{п} \leq 0,5 z_{с. з}$ (или $r_{п} \leq 0,5 z_{с. з} \cos \Phi_{м. ч}$) и ток по условию (2-31) для согласования не используется. Но при этом дополнительно следует оценить чувствительность предыдущей дистанционной защиты в ее зоне резервирования также при к. з. через активное переходное сопротивление $r_{п. макс}$, определяемое по формуле (2-32) при токе металлического к. з. в минимальном режиме работы системы. Зона резервирования может быть определена, например, величиной $1,5z_{л2}$ с учетом того, что третьи ступени дистанционных защит должны иметь $k_{ч. осн} \geq 1,5$ [1]. Если же сопротивление $1,5z_{л2}$ существенно меньше $0,5z_{с. з}^{III}$, можно вместо $1,5z_{л2}$ принять $0,5z_{с. з}^{III}$.

Чувствительность дистанционной защиты в этом случае наиболее просто и наглядно можно определить графическим методом. Для этого на диаметре окружности — характеристики срабатывания реле сопротивления (рис. 2-17, а) от начала координат откладывается в масштабе отрезок $0a$, равный $1,5z_{л2}$. От конца этого отрезка параллельно оси активных сопротивлений проводится прямая линия ab до пересечения с окружностью 2 или 2' в зависимости от типа реле сопротивления. На этой линии откладывается в том же масштабе значение $r_{п. макс}$ (отрезок ac). Затем проводится прямая $0c$, соответствующая измеряемому сопротивлению z_3 . Сопротивление срабатывания направленного реле сопротивления в данном случае будет определяться отрезком $0d$ ($z_{с. з}$ при $\Phi \neq \Phi_{м. ч}$). Для обеспечения достаточной чувствительности защиты при к. з. в рассматриваемой точке через переходное сопротивление $r_{п. макс}$ необходимо, чтобы

$$k_{..} = z'_{..} / z_{..} = \overline{0d} / \overline{0c} \geq 1,25. \quad (2-33)$$

У ненаправленного реле сопротивления (характеристика 2' на рис. 2-17, а) $z_{с. з}$ не изменяется при изменении $\Phi_{к}$ и чувствительность при переходных сопротивлениях выше, чем у направленного реле сопротивления. Для ненаправленного реле сопротивления необходимо, чтобы

$$k_{ч} = z_{с. з} / z_3 = \overline{0d'} / \overline{0c} \geq 1,25. \quad (2-34)$$

При $k_{ч} \geq 1,25$ согласование максимальной защиты трансформатора с предыдущей дистанционной может выполняться при *металлическом* к. з. в конце зоны действия соответствующей ступени (обычно третьей), поскольку при к. з. за пределами предыдущей линии (точка $K2$ на рис. 2-17, б) должно уже обеспечиваться согласование ее защиты 2 с защитой 3.

Если $k_{ч} < 1,25$, то определяется $I_{к. макс}^{(3)}$ для к. з. за сопротивлением $1,5z_{л2}$ в максимальном режиме системы с учетом электрической дуги:

$$I_{к. макс}^{(3)} = \frac{U_{с. макс. мф}}{\sqrt{3} \sqrt{(x_{с. з. макс} + 1,5x_{л2})^2 + (1,5r_{л2} + r_{п. макс})^2}}. \quad (2-31a)$$

Затем по условию (2-1) с учетом полученного значения $I_{к. макс}^{(3)}$ определяется $I_{с. з}$ максимальной защиты трансформатора. При всей сложности такого расчета согласование по току максимальной защиты с предыдущей дистанционной защитой является весьма приближенным, так как использует неопределенную величину $r_{п}$, зависящую от значения тока к. з., которое, в свою очередь, зависит от $r_{п}$. Поэтому согласование этих защит наилучшим образом выполняется *по напряжению*, если последующая максимальная защита трансформатора имеет пусковой орган из трех реле напряжения, включенных на три междуфазных напряжения (рис. 2-11, б) — см. п. 8 этого дримера.

Для наиболее тяжелого случая к. з. в начале линии $Л2$ (рис. 2-16) через активное переходное сопротивление $r_{п}$, равное по значению $z_{с. з}^{III} = 50$ Ом (защита с ненаправленным реле сопротивления), ток к. з. по формуле (2-31)

$$I_{к. макс}^{(3)} = 38\,500 / (\sqrt{3} \sqrt{15,7^2 + 50^2}) = 425 \text{ А,}$$

где $x_{с. з. макс} = 15,7$ Ом, приведенным к напряжению 35 кВ (до точки $K1$).

Полученное значение тока к. з. составляет 280 % $I_{ном. тр}$, а $I_{с. з}$, подсчитанного по формуле (2-1), составит 400 % $I_{ном. тр}$ (при $k_{II, c} = 1,3$) даже без учета токов нагрузки неповрежденных элементов.

Для оценки реальности возникновения к. з. через $r_{п} = 50$ Ом определяется с помощью выражения (2-32)

$$r_{п. макс} = 0,4 \cdot 38,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,425) = 21 \text{ Ом.}$$

Принятое в расчете $r_{п} = 50$ Ом более чем в 2 раза превышает $r_{п. макс} = 21$ Ом. Следовательно, существование такой дуги невозможно и при к. з. в начале линии через $r_{п. макс} < z_{с. з}^{III}$ защита 5 будет действовать надежно. Поэтому дополнительно рассматривается к. з. за пределами линии $Л2$, за сопротивлением $1,5z_{л2}$. Ток при металлическом к. з. в этой точке при *минимальном* режиме системы

$$I_{к. мин}^{(3)} = 35\,000 / (\sqrt{3} \sqrt{(22 + 24)^2 + 16^2}) = 415 \text{ А,}$$

где $1,5x_{л2} = 1,5 \cdot 0,4 \cdot 40 = 24$ Ом; $1,5r_{л2} = 1,5 \cdot 0,27 \cdot 40 = 16$ Ом при длине $Л2$ 40 км и проводе марки АС-120; наибольшее сопротивление системы до шин 35 кВ $x_{с. з} = 22$ Ом — из расчета токов к. з. в минимальном режиме (рис. 2-16). Для выполнения расчета допустимо индуктивное сопротивление $x_{с. з}$ и полное сопротивление $1,5z_{л2}$ складывать арифметически, так как это приводит к некоторому уменьшению тока к. з. и к увеличению $r_{п. макс}$, т. е. создает расчетный запас. По формуле (2-32)

$$r_{п. макс} = 0,4 \cdot 38,5 / (\sqrt{3} \cdot 0,415) = 21,5 \text{ Ом.}$$

Чувствительность дистанционной защиты определяется графически (рис. 2-18). На диаметре окружности 1 (характеристика ненаправленного реле сопротивления), $z_{с. з}^{III} = 50$ Ом, откладывается в том же масштабе от начала координат отрезок $0a$, равный $1,5z_{л2} = 29$ Ом. От конца этого отрезка проводится параллельно активной сопротивлений прямая ab до пересечения с окружностью 1. На этой прямой откладывается в том же масштабе значение $r_{п. макс} = 21,5$ Ом (отрезок ac). Затем проводится прямая $0c$, соответствующая измеряемому сопротивлению: $z_3 =$

Чувствительность защиты по формуле (2-34)

$$k_{ч} = z_{с. з} / z_3 = \overline{0d'} / \overline{0c} = 50/44 = 1,14 < 1,25.$$

Поскольку чувствительность не обеспечивается, определяется по формуле (2-31а) $I_{к. макс}^{(3)}$ при к. з. за сопротивлением $1,5z_{л2}$ при $r_{п. макс} = 21,5 \text{ Ом}$ в месте повреждения (точка с на рис. 2-18):

$$I_{к. макс}^{(3)} = 38500 / \sqrt{3} \sqrt{(15,7 + 24)^2 + (16 + 21,5)^2} = 400 \text{ А.}$$

При определении тока срабатывания защиты б по условию (2-1) необходимо учесть ток нагрузки на стороне 10 кВ трансформатора (в данном примере 0,3 номинального тока), а также на стороне 35 кВ, когда обе линии 35 кВ будут питаться от одного трансформатора (для Л1 максимальный рабочий ток принимается 50 А). Тогда по условию (2-1): $I_{с. с6} = 1,3(400 + 45 + 50) = 643 \text{ А}$, приведенным к стороне 35 кВ, или 215 А, приведенным

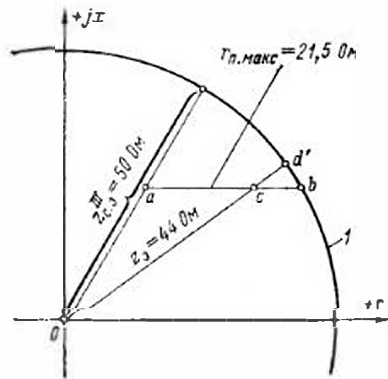


Рис. 2-18. Графическое определение сопротивления, измеряемого защитой (z_3) при к. з. через переходное активное сопротивление ($r_{п. макс}$) к примеру 2-8

к стороне 110 кВ, где $k_{п. с} = 1,3$ (табл. 2-4). Для проверки чувствительности определяется по табл. 2-1 ток в реле при раздельной работе трансформаторов (схема защиты рис. 2-1, в). При двухфазном к. з. на стороне 35 кВ (точка K2) $I_{р. мин} = 1,73 \cdot 310/30 = 17,9 \text{ А}$. По выражению (1-6) $I_{с. р} = 215 \cdot 1,73/30 = 12,4 \text{ А}$. Коэффициент чувствительности $17,9/12,4 = 1,44 < 1,5$. При к. з. на стороне 10 кВ коэффициент чувствительности меньше 1.

Для повышения чувствительности максимальной защиты б трансформатора следует отказаться от согласования по току этой защиты с предыдущей дистанционной защитой 5, а выполнить согласование только по напряжению (см. п. 8). При этом ток срабатывания защиты б можно принять равным $125 \cdot 1,73/30 = 7,2 \text{ А}$.

7. Производится проверка чувствительности (по току) защиты б.

а. При двухфазном к. з. в точке K2 $k_{ч. осн}^{(2)} = 17,9/7,2 = 2,5$ (для двух-

релейной схемы рис. 2-1, г $k_{ч}$ был бы в 2 раза меньше, что не допускается).

б. При двухфазном к. з. в точке K3 на стороне 10 кВ, когда защита выполняет резервные функции; по табл. 2-1 расчетный ток в реле $I_{р. мин} = 1,5 \cdot 195/30 = 9,7 \text{ А}$, где $I_{к. мин}^{(3)} = 195 \text{ А}$ — ток к. з. через каждый из трансформаторов при их параллельной работе на стороне 10 кВ и повреждении на шинах 10 кВ (ток приведен к напряжению 110 кВ). Коэффициент чувствительности $k_{ч. рез}^{(2)} = 9,7/7,2 = 1,34 > 1,2$.

в. При двухфазном к. з. в точке K5 в конце ВЛ 35 кВ Л2 расчетный ток в реле $I_{р. мин} = 1,73 \cdot 175/30 = 10 \text{ А}$; $k_{ч. рез}^{(2)} = 10/7,2 = 1,38 > 1,2$.

Следует подчеркнуть, что схема максимальной защиты с тремя реле при соединении трансформаторов тока в треугольник (рис. 2-1, в) воспринимает двухфазные к. з. за трансформатором со схемой соединения обмоток звезда—звезда как трехфазное к. з., что является преимуществом этой схемы и определяет ее применение как типовой [5].

При выполнении дистанционной защиты на линии 35 кВ с токовыми пусковыми органами, т. е. с третьей ступенью в виде направленной или ненаправленной максимальной токовой защиты, согласование с ней односторонней максимальной токовой защиты трансформатора облегчается. С токовыми пусковыми органами выпускалась дистанционная защита типа ПЗ-152, готовится к выпуску дистанционная защита типа БРЭ-2701 (гл. 3).

Одновременно с проверкой чувствительности защиты б следует проверить возможность применения принципа дешунтирования ЭВ короткозамыкателя по выражению (2-2а), так же как в примере 2-4. При токе срабатывания ЭВ, равном 5 А, и без учета действительной токовой погрешности трансформаторов тока коэффициент чувствительности для ЭВ составляет $9,7/5 \approx 2$, т. е. меньше требуемых 2,4

при наличии дифференциальной защиты трансформатора. С учетом токовой погрешности $f \approx 20\%$ коэффициент чувствительности снижается до 1,6, что недопустимо. Расчетное значение тока 9,7 А принято из п. 7б при к. з. на стороне 10 кВ в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора. Еще меньшее значение коэффициента чувствительности оказывается при к. з. на стороне 35 кВ, поскольку обычно устанавливаются два ЭВ в приводе короткозамыкателя 110 кВ и для такой схемы из табл. 2-2 значение $k_{ч} = 2$ (три реле защиты и два ЭВ). Тогда по выражению (2-2а) без учета токовой погрешности f коэффициент чувствительности для ЭВ составит $17,9/(2 \cdot 5) = 1,79$, а с учетом $f = 20\%$ коэффициент чувствительности снижается до 1,44, что не допускается [1]. Таким образом, схема с дешунтированием ЭВ (Э0) не должна применяться и в качестве источника оперативного тока следует использовать предварительно заряженные конденсаторы, блоки питания или аккумуляторную батарею [5, 8, 19].

8. Выбираются уставки реле пусковых органов напряжения защит б, 3, 2.

а. Напряжение срабатывания минимальных реле напряжения защиты б (рис. 2-11, б), включенных на шинный трансформатор напряжения 35 кВ, выбирается по условиям (2-21) и (2-24). По условию (2-21) $U_{с. з} \leq 0,6U_{ном. тр}$ (из расчета самозапуска). По условию (2-24) согласования с дистанционной защитой ВЛ 35 кВ Л2

$$U_{с. з} \leq 50[1,1(22 + 50)] = 0,63,$$

где $z_{с. з} = 22 \text{ Ом}$ — наибольшее сопротивление до шин 35 кВ защищаемого трансформатора (из расчета токов к. з. в минимальном режиме, рис. 2-16). Выбирается меньшее значение $U_{с. з} = 0,6U_{ном. тр} = 0,6 \cdot 38500 = 23000 \text{ В}$. При $n_{ч} = 35000/100$ $U_{с. р} = 66 \text{ В}$. Поскольку определения чувствительности в основной зоне (на шинах 35 кВ) не требуется, производится расчет $k_{ч. рез}^{(2)}$ при трехфазном или двухфазном к. з. в конце зоны резервирования — в конце ВЛ 35 кВ Л2 (точка K5), в максимальном режиме системы по условию (2-23а):

$$k_{ч. Н}^{(3)} = k_{ч. Н}^{(2)} = U_{с. з}/U_{ост} = 23000/21000 \approx 1,1,$$

т. е. резервирование к. з. на отходящей линии обеспечивается, но без требуемого запаса ($k_{ч} < 1,2$). Для сравнения следует отметить, что в случае применения комбинированного пускового органа (рис. 2-11, а) $k_{ч. Н}^{(3)} > 1,3$ — по условию (2-23), а $k_{ч. Н}$, как обычно, значительно выше требуемого, т. е. дальнее резервирование надежно обеспечивается. Однако комбинированный пусковой орган не позволяет произвести согласование по напряжению с предыдущей дистанционной защитой по причине своей высокой чувствительности к несимметричным к. з. Выбор того или другого пускового органа (рис. 2-11, а или б) должен производиться в зависимости от того, что является в конкретном случае более важным: согласование чувствительности защит или обеспечение дальнего резервирования. Согласование чувствительности защит важно, главным образом, в тех случаях, когда неселективное срабатывание (при отсутствии согласования) вызывает более тяжелые последствия, чем неотключение к. з. вследствие недостаточной чувствительности в зоне резервирования. При недостаточной чувствительности в зоне резервирования в последнее время применяют дополнительные комплекты

максимальной защиты трансформаторов повышенной чувствительности или устройства резервирования отказов выключателей и защит отходящих линий.

б. Напряжение срабатывания пускового органа, включенного на стороне 10 кВ, используемого для пуска максимальных защит 3 и 6 (выполненного также по схеме рис. 2-11, б, аналогично пусковому органу на стороне 35 кВ), выбирается по условию (2-21) и, при необходимости, по условию (2-24) согласования чувствительности с предыдущими защитами (если не обеспечивается согласование по току). Напряжение срабатывания при этом должно быть несколько (на 5—10 %) ниже, чем напряжение срабатывания реле пускового органа предыдущей защиты 2, включенного на междуфазное напряжение (реле 1 на рис. 2-11, а). В данном примере принимается по формуле (2-21) для пускового органа защит 3 и 6 $U_{с.з} = 0,55 U_{ном.тр} = 0,55 \cdot 11\ 000 = 6000$ В; $U_{с.р} = 60$ В (при $n_n = 10\ 000/100$).

в. Для реле 1 комбинированного пускового органа защиты 2 $U_{с.р} = 1,05 \cdot 60 = 63$ В. Для реле 2 этого же органа по формуле (2-20) $U_{с.р} = 6$ В. Однако надо отметить, что при установке на предыдущих линиях 10 кВ дистанционных защит (типа ДЗ-10, § 1-4, п. 7) предпочтительнее применить и для защиты 2 пусковой орган из трех реле напряжения (рис. 2-11, б), который позволит легко обеспечить согласование чувствительности (по напряжению) максимальной защиты 2 на СВ 10 кВ с дистанционными защитами отходящих линий 10 кВ этой подстанции по условию (2-24). Чувствительность в зоне резервирования проверяется по выражениям (2-23а) или (2-22) и (2-23) соответственно для пускового органа защит 3 и 6 и комбинированного пускового органа защиты 2 (в данном примере не определяется).

9. Выбирается время срабатывания максимальной защиты 6 для первой ступени (B_1) из условия обеспечения селективности с теми предыдущими защитами, с которыми производилось согласование чувствительности. Определяющим является время срабатывания третьей ступени дистанционной защиты 5 ВЛ 35 кВ Л2 ($t_{с.з5}^{III} = 3,5$ с), тогда $t_{с.з6} = 4$ с; $t_{с.з6} = 4,5$ с (рис. 2-16).

10. Выбираются уставки максимальной защиты с комбинированным пуском по напряжению на секционном выключателе СВ 35 кВ, который вводится в работу при отсутствии одного из трансформаторов. Поскольку через СВ может быть включена только одна из ВЛ 35 кВ, то обеспечение согласования между защитами этой линии и СВ обязательно. Поэтому выбирается $t_{с.з СВ} = 3,5$ с (с ускорением до 0,5 с при работе АВР). Соответственно ток срабатывания защиты СВ должен быть $I_{с.з СВ} \geq I_{с.з6} / k_{н.с} = 125/1,3 \approx 100$ А или 300 А, приведенным к напряжению 35 кВ. Чувствительность защиты при к. з. на шинах 35 кВ обеспечивается. Далее должна быть проверена возможность использования максимальной защиты СВ для замены линейных защит на период их проверки.

11. Производится расчетная проверка трансформаторов тока в соответствии с § 1-3 так же, как в примере 2-4.

2.4. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА (БЕЗ ТОРМОЖЕНИЯ)

1. Основные условия расчета

Дифференциальная (продольная) токовая защита является основной быстродействующей защитой трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 3 кВ и выше от к. з. на выводах, а также внутренних повреждений. В соответствии с «Правилами» [1] продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени должна предусматриваться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и выше, а также на трансформаторах 4 МВ·А при их параллельной работе и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1 МВ·А), если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности (§ 2-2), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с. Кроме того, дифференциальная защита предусматривается на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям (поскольку газовая защита трансформатора здесь может действовать только на сигнал).

Принцип действия, схемы выполнения и методы расчета параметров срабатывания дифференциальных защит понижающих трансформаторов изложены в работах [3, 5, 8, 19, 23—25, 36], а в [5, 11, 25, 36], кроме того, приводятся и примеры расчета. Основным официальным материалом по выбору параметров срабатывания (уставок) дифференциальных и других защит трансформаторов являются «Руководящие указания» [5].

В СССР выпускаются специальные реле для дифференциальных защит трансформаторов распределительных сетей серий РНТ-560 и ДЗТ-10. На двух- и трехобмоточных силовых трансформаторах (автотрансформаторах) без регулирования напряжения под нагрузкой обычно применяются реле серии РНТ с насыщающимися трансформаторами тока (НТТ) и короткозамкнутой обмоткой. Для защиты силовых трансформаторов с регулируемым напряжением под нагрузкой, как правило, применяются реле серии ДЗТ-10 с НТТ и магнитным торможением сквозным (циркулирующим) током дифференциальной защиты [3, 8, 11, 19, 36]. Исключение могут составлять трансформаторы с малыми значениями токов к. з. при повреждениях на стороне низшего напряжения, для которых более высокую чувствительность обеспечивают реле РНТ благодаря лучшей отстройке от бросков тока намагничивания (§ 2-6).

Для трансформаторов большой мощности выпускаются полупроводниковые сложные реле серии ДЗТ-20, позволяющие выполнить дифференциальную защиту с током срабатывания, значительно меньшим номинального тока трансформатора [3]. В распределительных сетях реле этой серии не применяются и в дальнейшем в книге под индексом ДЗТ подразумеваются реле только серии ДЗТ-10 (в основном ДЗТ-11), а также выпускавшиеся ранее аналогичные реле ДЗТ-1. В сравнительно редких случаях для дифференциальной защиты используются обычные токовые реле серии РТ-40 (§ 2-7).

Выполнение схемы и расчеты уставок дифференциальной защиты трансформаторов имеют ряд особенностей по сравнению с выполнением схемы и расчетами уставок дифференциальных защит других элементов:

1) необходимость отстройки от бросков намагничивающего тока, возникающих при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение (на холостой ход) или при восстановлении напряжения после отключения внешнего к. з. в питающей сети;

2) необходимость отстройки от токов небаланса, обусловленных неполным выравниванием действия неодинаковых вторичных токов в плечах дифференциальной защиты, что вызывается:

невозможностью точной установки на коммутаторе реле РНТ и ДЗТ расчетных чисел витков (дробных) уравнительных обмоток; этим вызывается появление составляющей тока небаланса, обозначаемой $I'_{нб}$ [5];

регулировкой коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (автотрансформатора) с РПН; этим вызывается изменение вторичных токов только в одном из плеч дифференциальной защиты, что приводит к появлению составляющей тока небаланса, обозначаемой $I''_{нб}$ [5].

Наряду с этими составляющими существует составляющая тока небаланса ($I_{нб}$), обусловленная разностью намагничивающих токов трансформаторов тока в плечах защиты (в практических расчетах ее принято считать равной току намагничивания или полной погрешности в худшего из трансформаторов тока). Эта составляющая, характерная для всех дифференциальных защит, может быть особенно значительной для дифференциальных защит трансформаторов, поскольку они характеризуются большими и значительно отличающимися друг от друга сопротивлениями нагрузки трансформаторов тока в плечах защиты и параметрами трансформаторов тока. Таким образом, ток небаланса дифференциальной защиты трансформаторов состоит из трех составляющих:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I_{нб}. \quad (2-35)$$

Первым условием выбора первичного тока срабатывания защиты является отстройка от этого тока небаланса [5]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб}, \quad (2-36)$$

где k_n — коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,3 для реле РНТ.

Вторым условием выбора тока срабатывания защиты является отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение [5]:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном.тр}, \quad (2-37)$$

где k_n — коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания; $I_{ном.тр}$ — номинальный ток трансформатора.

В «Руководящих указаниях» [5] рекомендуются значения $k_n = 1 \div 1,3$ для дифференциальных защит с реле серии РНТ-560 и 1,2—1,5 для защит с реле ДЗТ-1, ДЗТ-11 и т. п. (значения k_n увеличены из-за отсутствия в этих реле короткозамкнутой обмотки и худших параметров в отношении отстройки от бросков тока намагничивания защищаемого трансформатора). В практических расчетах в выражении (2-37) обычно принимается $k_n = 1,3$ для дифференциальной защиты с реле серии РНТ и $k_n = 1,5$ — с реле серии ДЗТ-10.

В работе [33], а также в [3, 4, 34] показано, что могут на основании расчета приниматься несколько меньшие значения k_n , особенно для защит трансформаторов, электрически удаленных от генерирующих источников. Коэффициент k_n вычисляется по следующим эмпирическим выражениям (для трансформаторов тока с номинальным вторичным током 5 А): $k_n = 1,7 - 2,8x_{кз}$ для реле серии РНТ-560 и $k_n = 2,1 - 3,7x_{кз}$ для реле серии ДЗТ-10. Если в результате расчета $x_{кз}$ (см. далее) окажется, что $x_{кз} > 0,3$, то рекомендуется принимать $k_n = 0,9$ для РНТ-560 и $k_n = 1$ для ДЗТ-10.

Значение $x_{кз} = x_k/x_0$, где $x_0 = U_{ном}^2/S_{ном.тр}$; $U_{ном}$ — номинальное (среднее) междуфазное напряжение трансформатора, кВ; $S_{ном.тр}$ — полная мощность трансформатора, МВ·А. Значение $x_k = x_{1с} + (1,1 \div 1,15) x_k^{(1)}$, где $x_{1с}$ — сопротивление прямой последовательности питающей энергосистемы до точки подключения трансформатора, Ом; $x_k^{(1)}$ — индуктивное сопротивление включаемой обмотки трансформатора при полном насыщении его магнитопровода, Ом. Предварительно значение этого сопротивления в относительных единицах или процентах определяется по эмпирическому выражению для трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ мощностью от 6,3 до 63 МВ·А [33]: $x_k^{(1)} = (12,7 + u_k)/1,35$, где u_k — напряжение короткого замыкания в относительных единицах или процентах из паспорта трансформатора или ГОСТ. Затем по выражению (2-6) значение $x_k^{(1)}$ определяется в именованных единицах (омах), отнесенных к номинальному напряжению стороны ВН (110 кВ), откуда трансформатор включается под напряжение. В «Руководящих указаниях» [4] приведено несколько отличное выражение для вычисления $x_k^{(1)}$ для трансформаторов 110—330 кВ всех мощностей: $(13,9 + u_k)/1,38$. В этих эмпирических выражениях принимаются средние значения напряжения к. з., т. е. не учитывается влияние РПН на изменение сопротивления трансформатора.

Например, при $u_{к.ср} = 10,5\%$ значение $x_k^{(1)} = (12,7 + 10,5)/1,35 = 17,2\%$. При мощности двухобмоточного трансформатора 10 МВ·А по выражению (2-6) $x_k^{(1)} = 17,2 \cdot 115^2 / (100 \cdot 10) = 227$ Ом. Принимаем сопротивление энергосистемы $x_{1с} = 30$ Ом и получаем $x_k = 30 + 1,15 \cdot 227 = 291$ Ом. Значение $x_0 = 115^2/10 = 1320$, $x_{кз} = 291/1320 = 0,22$. Для дифференциальной защиты с реле РНТ-560 значение $k_n = 1,7 - 2,8 \cdot 0,22 \approx 1,1$.

Если трансформатор трехобмоточный, значение $x_k^{(1)}$ определяется по большему из значений $u_{к.ср}$, которое обычно равно 17% (между

обмотками высшего и низшего напряжений — ГОСТ 12965—74). Для условий этого примера: $x_{\text{в}}^{(1)} = (12,7 + 17)/1,35 = 22\%$, или 290 Ом, $x_{\text{н}} = 30 + 1,15 \cdot 290 = 364$ Ом, $x_{\text{кв}} = 0,28$; $k_{\text{н}} = 1,7 - 2,8 \times 0,28 = 0,92$. Пример расчета $k_{\text{н}}$ для дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 приведен в § 2-5.

При вводе в эксплуатацию дифференциальной защиты с током срабатывания, выбранным по условию (2-37), рекомендуется для проверки надежности несрабатывания защиты при бросках тока намагничивания произвести пять опытов включения трансформатора под напряжение (на холостой ход), наблюдая при этом за поведением контактов реле РТН-560 или ДЗТ-10.

В выражении (2-37) номинальный ток трансформатора принимается по паспортным данным. При их отсутствии определяется по выражению $I_{\text{ном. тр}} = S_{\text{ном. тр}} / (1,73 U_{\text{ном. тр}})$. Например, для трансформатора 10 МВ·А, 115 кВ $I_{\text{ном. тр}} = 0,05$ кА или 50 А. Для создания расчетного запаса можно принимать $1,05 I_{\text{ном. тр}}$.

Таким образом, условие (2-37) не позволяет выбрать ток срабатывания дифференциальной защиты трансформаторов, выполненной на реле серий РНТ-560 или ДЗТ-10, существенно меньшим номинального тока трансформатора. Это является известным недостатком этих реле. Ряд организаций ведет разработки, которые позволят выполнять более чувствительную дифференциальную защиту трансформаторов распределительных сетей. Одна из таких разработок [35] представляет собой бесконтактный детектор искажения формы кривой дифференциального тока, который подключается к реле серии РНТ-560 (или ДЗТ-10) с целью автоматического увеличения их тока срабатывания в несколько раз (от 2 до 5) в тех случаях, когда дифференциальная защита трансформатора не должна срабатывать, т. е. при бросках тока намагничивания включаемого трансформатора и при токах небаланса, имеющих кривую несинусоидальной формы, и при появлении пауз в дифференциальном токе. При периодическом синусоидальном токе небаланса в этом же устройстве действует канал, автоматически увеличивающий ток срабатывания реле при свертках в плече защиты со стороны НН понижающего трансформатора.

При токах к. з., имеющих кривую синусоидальной формы, и при отсутствии тока к. з. в плече НН, что характерно для повреждения в защищаемой зоне, ток срабатывания реле не увеличивается. Таким образом, реле, дополненное детектором, имеет два тока срабатывания:

меньший ток срабатывания $I_{\text{с. р1}}$ — при к. з. в защищаемой зоне, когда ток в дифференциальной цепи синусоидален и детектор не срабатывает и не увеличивает ток срабатывания реле; для дифференциальных защит трансформаторов $I_{\text{с. р1}} = (0,3 \div 0,5) I_{\text{ном. тр}}$;

большой ток срабатывания $I_{\text{с. р2}}$ — при бросках тока намагничивания и при токах внешнего к. з., имеющих кривую несинусоидальной формы, а также при свертках в плече НН, когда детектор срабатывает и увеличивает ток срабатывания реле; для дифферен-

циальных защит трансформаторов $I_{\text{с. р2}} = (1,5 \div 2) I_{\text{ном. тр}}$ в зависимости от значения $I_{\text{нб}}$ в выражениях (2-35) и (2-36).

Коэффициент изменения тока срабатывания реле $k_{\text{н. т. с}} = I_{\text{с. р}} / I_{\text{с. р1}}$ может регулироваться от 2 до 5.

Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{р. мин}} / I_{\text{с. р}} \quad (2-38)$$

е $I_{\text{р. мин}}$ — ток в первичной обмотке НТТ реле серий РНТ и ЗТ, который в целях упрощения расчета определяется в предположении, что весь ток повреждения проходит только по одной обмотке трансформатора, вычисляется приведением первичного тока повреждения ко вторичной цепи трансформаторов тока этой стороны учетом вида к. з. и схемы соединения трансформаторов тока [5]; $I_{\text{с. р}}$ — ток срабатывания реле, соответствующий числу витков первичной обмотки НТТ реле РНТ, ДЗТ, используемых на той стороне, по которой проходит ток $I_{\text{р. мин}}$.

Для трансформаторов распределительных сетей характерно именно одностороннее питание. При этом значения расчетного тока реле дифференциальной защиты $I_{\text{р. мин}}$ могут быть определены по табл. 2-1. Минимальный первичный ток на питающей стороне ВН и трехфазном к. з. на стороне НН (СН) трансформаторов с РПН определяется по формуле (2-11). Как правило, требуется $k_{\text{ч}} \approx 2$, допускается для редких случаев снижение $k_{\text{ч}}$ до 1,5 [1].

Задачей расчета дифференциальной защиты трансформатора с реле серии РНТ является определение тока срабатывания по условиям (2-36)—(2-38) и чисел витков обмоток НТТ.

Расчет тока небаланса

Составляющие тока небаланса, входящие в выражение (2-35), определяются расчетом следующим образом [5].

а. Составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов

$$I_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} k_{\text{одн}} \varepsilon I_{\text{к. макс}} \quad (2-39)$$

з $I_{\text{к. макс}}$ — периодическая составляющая (при $t = 0$) при счетном внешнем трехфазном мегаллическом к. з.; ε — относительное значение тока намагничивания, при выборе трансформатора ток по кривым предельных кратностей принимается равным 0,1 (1-3); $k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности, принимается равным 1,0, и на всех сторонах трансформатора имеется не более одного выключателя, может приниматься равным 0,5, если трансформатор присоединен к сети через два выключателя, но только при рассмотрении внешнего повреждения на этой стороне; $k_{\text{пер}}$ — коэффициент, являющийся переходный режим, для реле с НТТ может быть принят равным 1.

б. Составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора (автотрансформатора),

$$I_{\text{нб}} = \Delta U_{\text{а}} \alpha I_{\text{к. макс}} + \Delta U_{\text{в}} \beta I_{\text{к. макс}} \quad (2-40)$$

где $I_{кн. макс}$ и $I_{рн. макс}$ — периодические составляющие тока (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем к. з. на сторонах, где производится регулирование напряжения; $\Delta U_{*а}$ и $\Delta U_{*в}$ — относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора или автотрансформатора ($\Delta U_{*рпн}$). В «Руководящих указаниях» [5] рекомендуется принимать ΔU равным половине суммарного (полного) диапазона регулирования напряжения на соответствующей стороне трансформатора; при этом определение вторичных токов в плечах защиты,

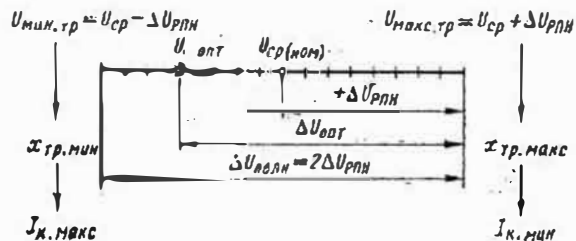


Рис. 2-19. Условные обозначения напряжений регулируемой стороны трансформатора с РПН

выбор чисел витков обмоток НТТ для выравнивания магнитодвижущих сил производится при среднем значении регулируемого напряжения (примеры 2-9—2-11). Наряду с этим разработан («Теплоэлектропроектом») расчетный прием вычисления составляющих $I_{нб}^*$ и $I_{нб}^{**}$ при так называемом оптимальном положении регулятора РПН ($U_{опт}$ — на рис. 2-19). Основное отличие этой методики от рекомендаций [5] состоит в том, что расчетное значение тока небаланса определяется не при среднем, а при некотором оптимальном положении регулятора РПН, которое находится между средним и тем крайним положением регулятора, которому соответствует максимальное значение сквозного тока к. з. $I_{к. макс. вн}$ (пример 2-12). В ряде случаев этот прием позволяет повысить чувствительность дифференциальной защиты с реле РНТ и применяется, когда по каким-либо причинам нецелесообразно или невозможно использовать дифференциальные реле с торможением типа ДЗТ (§ 2-5).

в. Составляющая, обусловленная неточностью установки на коммутаторе реле РНТ (ДЗТ) расчетных чисел витков уравнительных обмоток (для неосновных сторон — см. далее):

$$I_{нб}^* = \frac{\omega_{I \text{ расч}} - \omega_I}{\omega_{I \text{ расч}}} I_{I \text{ к. макс}} + \frac{\omega_{II \text{ расч}} - \omega_{II}}{\omega_{II \text{ расч}}} I_{II \text{ к. макс}}, \quad (2-41)$$

где $\omega_{I \text{ расч}}$ и $\omega_{II \text{ расч}}$ — расчетные числа витков обмоток РНТ для неосновных сторон; $I_{I \text{ к. макс}}$ и $I_{II \text{ к. макс}}$ — периодические составляющие токов к. з. (при $t = 0$), проходящих при расчетном внешнем к. з. на сторонах, где используются соответственно числа витков ω_I и ω_{II} .

В выражении (2-41) токи $I_{I \text{ к. макс}}$ и $I_{II \text{ к. макс}}$ должны учитываться в их знаках, причем в положительные приняты на-

правления токов к защищаемому трансформатору. Выражения (2-40) и (2-41) составлены применительно к трехобмоточному трансформатору; при двухобмоточном трансформаторе в правой части этих выражений исключаются вторые члены. Составляющая $I_{нб}^*$ учитывается только при расчете уточненного тока срабатывания, после выбора чисел витков обмоток НТТ. В ряде случаев большое значение составляющей $I_{нб}^{**}$ может привести к необходимости значительного увеличения предварительно выбранного $I_{с. з}$ защиты с реле РНТ.

3. Расчет чисел витков обмоток НТТ

В начале расчета определяются вторичные токи в плечах дифференциальной защиты трансформатора. Сторону, где проходит наибольший ток, рекомендуется принимать за основную [5]. Для этой стороны ток срабатывания реле

$$I_{с. р. осн} = I_{с. з. осн} k_{сх. осн}^{(3)} / n_{т. осн} \quad (2-42)$$

где $I_{с. з. осн}$ — ток срабатывания защиты, выбранный по условиям (2-36)—(2-38) и приведенный к напряжению основной стороны; $n_{т. осн}$ — коэффициент трансформации трансформаторов тока на основной стороне; $k_{сх. осн}^{(3)}$ — коэффициент схемы для трансформаторов тока на основной стороне.

Для трансформаторов с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН ($\Delta U_{рпн} \geq \pm 10\%$) и большим различием токов при внешних к. з. при крайних положениях регулятора РПН (§ 2-2) расчеты $I_{к. макс. с}$, $I_{нб}$, выбор $I_{с. з}$ и выбор числа витков обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, более удобно производится для значений, приведенных к этой же регулируемой стороне ВН, даже если на этой стороне ВН меньше вторичный ток.

Число витков обмотки НТТ реле РНТ, подключаемой к трансформаторам тока основной стороны,

$$\omega_{осн. расч} = F_{с. р} / I_{с. р. осн} \quad (2-43)$$

где $F_{с. р}$ — м. д. с., необходимая для срабатывания реле, А; для реле РНТ-565 равна (100 ± 5) А; для реле РНТ-562 (снятых с производства) (60 ± 4) А [12].

В качестве основной может использоваться либо одна из уравнительных обмоток (рис. 2-20, а), либо рабочая (дифференциальная) обмотка реле (рис. 2-20, б). Для схемы включения реле по рис. 2-20, а условие равенства нулю (при неучете небаланса) результирующей м. д. с. в режимах нагрузки или внешних к. з. имеет вид:

$$I_{2 осн} \omega_{осн} = I_{2 неосн} \omega_{неосн. расч} \quad (2-44)$$

Из соотношения (2-44) следует, что число витков обмотки НТТ, включаемой на неосновной стороне, должно быть

$$\omega_{неосн. расч} = \omega_{осн} \frac{I_{2 осн}}{I_{2 неосн}} \quad (2-45)$$

Если для трансформатора с большим диапазоном регулирования напряжения на стороне ВН в начале расчета были вычислены значения $I_{н.р.цепи}$ и $\omega_{неосн}$ для стороны ВН по выражениям, аналогичным (2-42) и (2-43), то из условия (2-44) можно определить, что

$$\omega_{осн.расч} = \omega_{неосн} \frac{I_{н.р.цепи}}{I_{н.осн}} \quad (2-45a)$$

При включении реле по схеме 2-20, а одна из уравнильных обмоток является основной ($\omega_{ур I} = \omega_{осн}$), а другая — неосновной ($\omega_{ур II} = \omega_{неосн}$). При включении реле по схеме 2-20, б рабочая

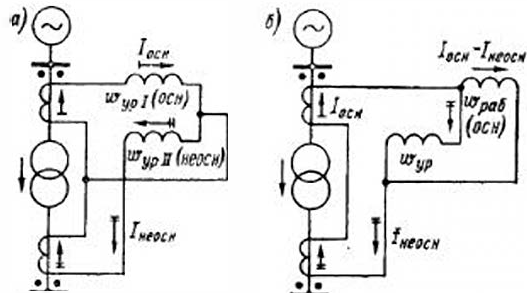


Рис. 2-20. Схемы включения обмоток реле типа РНТ в дифференциальной защите трансформатора (для одной фазы) без использования рабочей (дифференциальной) обмотки (а) и с использованием рабочей обмотки (б)

(дифференциальная) обмотка является основной: $\omega_{раб. (диф)} = \omega_{осн}$, а одна из уравнильных обмоток — неосновной, причем число витков на ней

$$\omega_{ур} = \omega_{неосн} - \omega_{раб (диф)} \quad (2-46)$$

При необходимости установки тока срабатывания реле РНТ-565 ниже 2,87 А (но не менее 1,45 А) можно использовать обе уравнильные и рабочую обмотки [12]. На рабочей обмотке и той уравнильной обмотке, которая включается на основной стороне, произвольно подбираются числа витков, сумма которых должна быть равна числу витков $\omega_{осн}$, полученному из выражения (2-43). Число витков уравнильной обмотки неосновной стороны определяется как разность между расчетным числом $\omega_{неосн}$ из выражения (2-45) и ранее выбранным числом витков рабочей обмотки.

Для трехобмоточного трансформатора, у которого две неосновные стороны, выражение (2-44) приобретает вид:

$$I_{2осн} \omega_{осн} = I_{2I} \omega_{I расч} = I_{2II} \omega_{II расч} \quad (2-44a)$$

где $I_{2осн}$, I_{2I} , I_{2II} — вторичные номинальные токи в плечах защиты для основной и неосновных сторон I и II; $\omega_{осн}$, $\omega_{I расч}$, $\omega_{II расч}$ — принятое число витков для основной стороны и расчетные числа витков для неосновных сторон I и II. При этом числа витков, устанавливаемые на уравнильных обмотках реле РНТ (на неосновных сторонах), определяются по выражению (2-46). Правильность выбора витков проверяется по уравнению (2-44) или (2-44a).

Число витков или сопротивление в цепи короткозамкнутой обмотки реле РНТ рекомендуется принимать при $I_{с.з} \geq 1,3 I_{ном.тр}$ следующим: для реле РНТ-562 — положение штепсельных вин-

тов Б—Б; для реле РНТ-565 — сопротивление в цепи короткозамкнутой обмотки $R_k \approx 3 \div 4$ Ом. При сопротивлении вторичной нагрузки трансформаторов тока защиты ($z_{н.р.т.ч.}$), близком по значению к $z_{н.д.т.ч.}$, рекомендуется установить $R_k \approx 0,8 \div 1$ Ом, хотя при уменьшении R_k замедляется срабатывание реле при к. з. в зоне действия. Однако даже при $R_k = 0$ время срабатывания реле не превышает 0,1--0,12 с.

4. Примеры расчета дифференциальной защиты (без торможения)

Пример 2-9. Выбираются уставки дифференциальной защиты с реле РНТ-565 двухобмоточного трансформатора 6,3 МВ·А по исходным данным, приведенным на рис. 2-21.

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з. в соответствии с указаниями § 2-2. Значения токов к. з. приведены на рис. 2-21.

2. Определяются средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора (табл. 2-5).

3. Определяется первичный ток небаланса по выражению (2-35) без учета составляющей $I_{нб}^m$, так как неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчета подобрать числа витков обмоток НТТ реле. В соответствии с выражениями (2-35), (2-39) и (2-40) первичный ток небаланса, приведенный к регулируемой стороне ВН $I_{нб} = I_{нб}^I + I_{нб}^{II} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) 320 = 64$ А, где $\Delta U_{*а} = \Delta U_{*рпн} = 0,1$, т. е. половине суммарного диапазона регулирования напряжения на стороне ВН (рис. 2-21).

4. Определяется предварительное, без учета $I_{нб}^m$, значение тока срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса по формуле (2-36): $I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 64 = 83$ А. По условию отстройки от броска тока намагничивания (2-37)

$I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 31,7 = 41,2$ А, т. е. меньше, чем по условию (2-36), и поэтому нет необходимости уточнять значение k_n в выражении (2-37) с целью его снижения по методике [33], изложенной выше.

5. Производится предварительная проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне ее действия.

а. При двухфазном к. з. в точке К2 (рис. 2-21) ток повреждения проходит через трансформаторы тока стороны 110 кВ, соединенные в треугольник. В этом случае расчетный ток в реле дифференциальной защиты (при двух- или трехрелейном исполнении) определяется по табл. 2-1 для схем треугольника с тремя реле (рис. 2-1, а) или

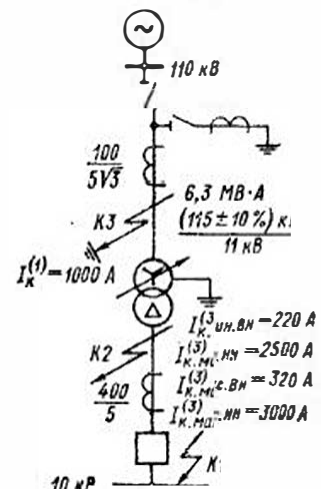


Рис. 2-21. Схема к примеру 2-9

Определение вторичных токов в плечах защиты
(к примеру 2-9)

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,7$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330$
Коэффициент трансформации трансформатора тока k_t	100/5	400/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{31,7 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 2,74$	$\frac{300}{400/5} = 4,13$

треугольника с двумя реле (рис. 2-1, 2): $I_{р. мин} = 1,5 \cdot 220/20 = 16,5$ А. Токи в цепях дифференциальной защиты при этом к. з. показаны на рис. 2-22.

Ток срабатывания реле (предварительный) по формуле (1-6) $I_{с. р.} = 83 \cdot \sqrt{3}/20 = 7,2$ А. Предварительное значение коэффициента чувствительности по (2-38) $k_{с}^{(2)} = 16,5/7,2 = 2,3 > 2$.

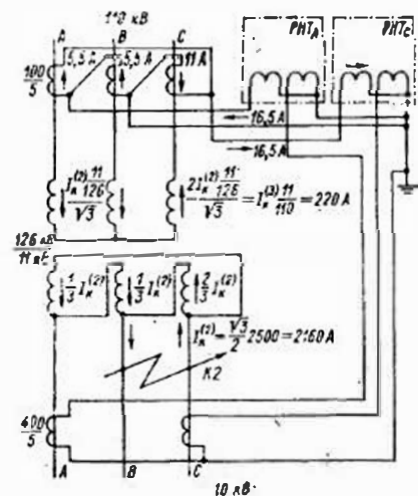


Рис. 2-22. Токораспределение в цепях дифференциальной защиты трансформатора при двухфазном к. з. в точке К2 (к примеру 2-9)

нием. Как видно из табл. 2-6, в которую сведены расчеты, полученное в п. 7 дробное число витков основной обмотки (сторона НН), вызвало появление составляющей $I_{нб}^m$, что привело к существенному увеличению предварительно выбранного тока срабатывания защиты.

Определение чисел витков обмоток НТТ (к примеру 2-9)

№ пп.	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{с. р. неосн}$ (сторона ВН)	7,2 А
2	$\omega_{неосн. расч} = F_{с. р.} / I_{с. р. неосн}$	$100/7,2 = 13,9$ вит.
3	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	13 вит.
4	$I_{с. р. неосн} = F_{с. р.} / \omega_{неосн}$	$100/13 = 7,7$ А
5	$I_{с. в. неосн}$ (сторона ВН)	$7,7 \cdot 20 / \sqrt{3} = 89$ А
6	$I_{с. в. осн}$ (сторона НН)	$89 \cdot 115 / 11 = 930$ А
7	$\omega_{осн. расч} = \omega_{неосн} / 2 \cdot I_{с. в. неосн} / I_{с. в. осн}$	$13 \cdot 2,74 / 4,13 = 8,6$ вит.
8	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	9 вит.
9	$I_{нб}^m$ по (2-41)	$\frac{8,6 - 9}{8,6} \cdot 320 = 14,9$ А
10	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^m$ по (2-35)	$64 + 14,9 = 78,9$ А
11	$I_{с. в. неосн}$ с учетом $I_{нб}$	$1,3 \cdot 78,9 = 102,5$ А > 83 А
Расчет повторяется для нового значения $I_{с. в. неосн}$		
12	$I_{с. р. неосн}$ (сторона ВН) по (1-6)	$102,5 \cdot \sqrt{3} / 20 = 8,86$ А
13	$\omega_{неосн. расч} = F_{с. р.} / I_{с. р. неосн}$	$100/8,86 = 11,3$ вит.
14	$\omega_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	11 вит.
15	$I_{с. р. неосн} = F_{с. р.} / \omega_{неосн}$	$100/11 = 9,1$ А
16	$I_{с. в. неосн}$ (сторона ВН)	$9,1 \cdot 20 / \sqrt{3} = 105$ А
17	$I_{с. в. осн}$ (сторона НН)	$105 \cdot 115 / 11 = 1097$ А
18	$\omega_{осн. расч} = \omega_{неосн} / 2 \cdot I_{с. в. неосн} / I_{с. в. осн}$	$11 \cdot 2,74 / 4,13 = 7,3$ вит.
19	$\omega_{осн}$ (ближайшее целое число)	7 вит.
20	$I_{нб}^m$ по (2-41)	$\frac{7,3 - 7}{7,3} \cdot 320 = 13,2$ А
21	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^m$ по (2-35)	$64 + 13,2 = 77,2$ А
22	$I_{с. в. неосн}$ с учетом $I_{нб}$	$1,3 \cdot 77,2 = 100$ А < 105 А (из п. 16)
23	Окончательно принятые числа витков:	
	$\omega_{осн} = \omega_{ур}$ (сторона НН)	7 вит.
	$\omega_{неосн} = \omega_{ур}$ (сторона ВН)	11 вит.
		Схема включения обмоток НТТ реле — рис. 2-22 (аналогично рис. 2-20, а)
24	Проверка по (2-44)	$4,13 \cdot 7 \approx 2,74 \cdot 11$

На увеличение этого тока повлияло и полученное в п. 13 дробное число витков основной обмотки (сторона ВН).

7. Коэффициент чувствительности при к. з. в точке К'2 (при окончательно выбранных числах витков и токе срабатывания реле при прохождении тока к. з. по стороне ВН $I_{с.р} = 100/11 = 9,1$ А) $k_{\alpha}^{(2)} = I_{р. мин} / I_{с.р} = 16,5/9,1 = 1,81$. Надо заметить, что, несмотря на $k_{\alpha} \approx 2$ [1], защита получилась очень грубой (300 % $I_{ном. т.р}$). В этом случае целесообразнее применить реле типа ДЗТ-11 (§ 2-5). При их отсутствии можно рассмотреть один из способов снижения расчетного значения $I_{нб}$ и, следовательно, $I_{с.з}$:

а) определение $I_{нб} = I_{ном}$ по фактической (или типовой) характеристике намагничивания (§ 2-2) в случаях применения мощных выносных трансформаторов тока и при $z_{н. расч} \ll z_{н. доц}$ (§ 1-3); определение производится для каждой из групп трансформаторов тока дифференциальной защиты при $I_{к}^{(3) макс}$ внешнего к. з., принимается наибольшее из полученных значений;

б) определение $I_{нб} = I_{нб} + I_{нб}$ при оптимальном (а не среднем) положении регулятора напряжения (РПН), как показано в примере 2-12;

в) изменение коэффициента трансформации трансформаторов тока одной из сторон, если это позволяет снизить $I_{нб}$ и не противоречит другим условиям;

г) уменьшение значения $z_{н. расч}$ (если это возможно).

8. Производится расчетная проверка трансформаторов тока на обеих сторонах трансформатора в объеме, указанном в § 1-3, аналогично примеру 2-4. При расчетной проверке трансформаторов тока с $I_{2 ном} = 5$ А на 10 %-ную погрешность сопротивление дифференциальных реле типов РНТ-565 и ДЗТ-11, наиболее часто применяемых в распределительных сетях, для режима *внешнего* (сквозного) к. з. практически может приниматься $z_p \approx 0,1$ Ом. В редких случаях включения на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 более 12 вит. (§ 2-5) $z_p \approx 0,2$ Ом (для проверки трансформаторов тока того плеча дифференциальной защиты, в которое включена тормозная обмотка).

Проверка показывает непригодность встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-110 с $n_T = 100/5$. При использовании $n_T = 150/5$ эти трансформаторы тока обеспечивают необходимую точность работы, но не позволяют применить схему защиты с десунтированием электромагнита включения (ЭВ) короткозамыкателя (§ 2-2). Трансформаторы тока типа ТФНД-110М (новое обозначение ТФЗМ 110Б) при $n_T = 100/5$ (см. приложение) обеспечивают $\nu < 10$ % и позволяют применить схему с десунтированием ЭВ.

9. Определяется ток срабатывания реле РТБ блокировки отключения отделителя ОД, которое должно надежно (при $k_{\alpha} > 2$) срабатывать при включении короткозамыкателя КЗ, т. е. при однофазном к. з. в точке КЗ (рис. 2-21) в минимальном режиме работы системы. Первичный ток срабатывания реле РТБ $I_{с.з} = I_{к}^{(1) мин} / k_{\alpha} = 1000/2,5 = 400$ А.

Вторичный ток срабатывания реле $I_{с.р} = I_{с.з} / n_T \approx 400/60 = 6,7$ А, где n_T — коэффициент трансформации трансформатора

тока типа ТПЛ-0,5, устанавливаемого в цепи КЗ для питания реле РТБ (и ранее применявшегося реле БРО); при одном витке $n_T \approx 60$; при двух — $n_T \approx 30$; при трех — $n_T \approx 20$. Устанавливается реле РТ-40/10.

При определении $I_{к}^{(1) мин}$ следует учитывать случай *одновременного трехфазного к. з. за трансформатором* [4, 5]. Если соотношение параметров питающей системы и трансформатора таково, что

$$x_{1 ТР} / x_{1 с} < 3 \text{ и } x_{0 с} / x_{1 с} > 1, \quad (2-47)$$

то одновременное трехфазное к. з. за трансформатором может существенно уменьшить ток однофазного к. з.

Для приближенной оценки снижения значения $I_{к}^{(1)}$ в зависимости от соотношения параметров системы ($x_{1 с}$, $x_{0 с}$) и трансформатора ($x_{1 ТР}$) можно воспользоваться кривыми, приведенными на рис. 2-23. Например, ток $I_{к}^{(1)}$ в точке включения короткозамыкателя без одновременного трехфазного к. з. равен 900 А. Параметры питающей системы в минимальном режиме: $x_{1 с} = 55$ Ом и $x_{0 с} = 110$ Ом. Рассматривается трехфазное к. з. за трансформатором мощностью 16 МВ·А с $\Delta U_{РПН} = \pm 16$ %, у которого $x_{1 ТР. мин} = 57$ Ом (§ 2-2). Определяются отношения (2-47):

$$x_{1 ТР. мин} / x_{1 с} = 57/55 \approx 1 < 3;$$

$$x_{0 с} / x_{1 с} = 110/55 = 2 > 1.$$

По кривым рис. 2-23 определяется, что заданный ток $I_{к}^{(1)}$ при этих соотношениях уменьшается в $n \approx 1,5$ раза при одновременном трехфазном к. з. за трансформатором при условии, что его нейтраль 110 кВ *изолирована*. При заземленной нейтрали и при других видах к. з. за трансформатором уменьшение тока будет значительно меньшим. Следовательно, для определения чувствительности реле РТБ (и ранее применявшегося реле БРО) принимается $I_{к}^{(1) мин} = 900/1,5 = 600$ А. При тех же параметрах системы, но при мощности трансформатора 6,3 МВ·А и $\Delta U_{РПН} = \pm 16$ % $x_{1 ТР. мин} = 162$ Ом. При этом отношение (2-47) равно $162/55 \approx 3$ и, следовательно, можно не учитывать снижения тока однофазного к. з. при одновременном трехфазном к. з. за этим трансформатором. Более точное определение $I_{к}^{(1) мин}$ при рассмотриваемом сложном виде повреждения может быть выполнено по [4, 5].

Возможность уменьшения тока $I_{к}^{(1)}$ при включении КЗ и одновременном трехфазном к. з. за трансформатором должна учитываться и при оценке чувствительности токовых защит нулевой последовательности линий 110 кВ и выше (§ 3-4).

В общем случае для стандартных двухобмоточных трансформаторов с $\Delta U_{РПН} = \pm 16$ % и трехобмоточных трансформаторов с $\Delta U_{\alpha} = \pm 10$ % и $\Delta U_{\beta} = \pm 5$ % (с «нулевым» сопротивлением обмотки среднего напряжения) чувствительность дифференциальной защиты без горможения оказывается недостаточной и поэтому, как правило, выполняется дифференциальная защита с торможением на реле серии ДЗТ.

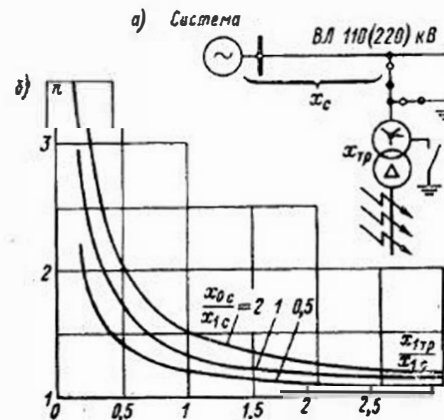


Рис. 2-23. Схема сети (а) и расчетные кривые (б) для приближенной оценки снижения тока $I_{к}^{(1)} = 3I_0^{(1)}$ в зависимости от соотношения параметров системы ($x_{1 с}$, $x_{0 с}$) и трансформатора ($x_{1 ТР}$) [11]

2.5. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С ТОРМОЖЕНИЕМ

1. Принцип торможения в дифференциальных токовых защитах

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит широко используется принцип торможения сквозным (циркулирующим) током [3]. Как видно из схемы дифференциальной защиты с торможением (рис. 2-24, а), при внешнем (сквозном) к. з. этот ток ($I_{2к, макс. вн}$) проходит по тормозной обмотке дифференциального реле (w_T). В это же время по дифференциальной (рабочей)

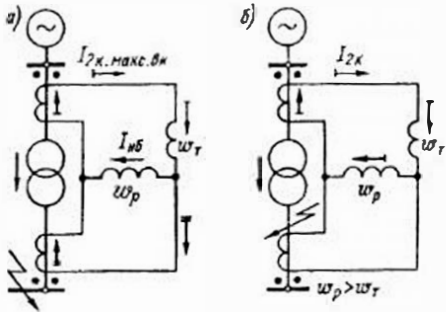


Рис. 2-24. Токораспределение в цепях одной фазы дифференциальной защиты с торможением при внешнем к. з. (а) и при к. з. в зоне действия защиты (б)

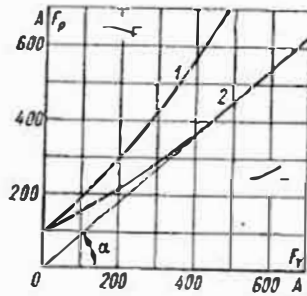


Рис. 2-25. Тормозные характеристики реле типа ДЗТ-11 [12]

обмотке реле (w_p) проходит ток небаланса ($I_{2нб}$). М. д. с. рабочей обмотки направлена на срабатывание реле, тормозной обмотки — на увеличение тока срабатывания реле, предотвращающее его срабатывание при внешних к. з. Для обеспечения несрабатывания реле при внешних к. з. на тормозной обмотке реле должно быть включено число витков [5]

$$w_T \geq k_n I_{нб} w_p / (I_{к, макс. вн} \operatorname{tg} \alpha), \quad (2-48)$$

где $I_{к, макс. вн}$ — периодическая слагающая тока (при $t = 0$ с) при расчетном внешнем трехфазном к. з. на той стороне трансформатора, где включена тормозная обмотка, в максимальном режиме работы системы и с учетом влияния РПН трансформатора (§ 2-2); $I_{нб}$ — ток небаланса (первичный), определяемый по выражениям (2-35), (2-39)—(2-41); w_p — расчетное число витков рабочей обмотки реле на стороне, где включена тормозная обмотка; k_n — коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, принимается равным 1,5 [5]; $\operatorname{tg} \alpha$ — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле (тормозной), соответствующей минимальному торможению (кривая 2 на рис. 2-25), для реле ДЗТ-1 (снятых с производства) принимается равным 0,83 [5], для реле

ДЗТ-11 — 0,75—0,8 [12]. Для других реле этой серии $\operatorname{tg} \alpha$ может быть значительно меньше и должен определяться по заводским или снятым экспериментально тормозным характеристикам:

$$\operatorname{tg} \alpha = F_p / F_T. \quad (2-49)$$

Тормозные характеристики реле ДЗТ-11 (рис. 2-25) построены при нормальной затяжке противодействующей пружины для таких углов между рабочим (I_p) и тормозным (I_T) токами в реле, при которых обеспечивается максимальное (кривая 1) и минимальное (кривая 2) торможение. Область, расположенная ниже характеристики 2, является областью надежного несрабатывания реле; область, расположенная выше характеристики 1, — областью надежного срабатывания [12]. При этом для обеспечения чувствительности защиты точка, соответствующая расчетным случаям к. з. в зоне действия защиты и определяемая величинами F_p и F_T , должна находиться не менее чем на 10 % своих координат выше характеристики 1 [5].

При к. з. в зоне действия защиты (при одностороннем питании) по рабочей и тормозной обмоткам проходит один и тот же ток (рис. 2-24, б), т. е. $I_p = I_T$. Однако выбранное по выражению (2-48) соотношение чисел витков рабочей и тормозной обмоток ($w_p > w_T$) должно обеспечивать преобладание рабочей м. д. с. ($F_p > F_T$) и, следовательно, надежное срабатывание реле.

Выбор места включения тормозной обмотки. При выполнении дифференциальной защиты понижающих трансформаторов с реле, имеющими одну тормозную обмотку, при одностороннем питании трансформатора имеется возможность исключить влияние тормозной обмотки при к. з. в зоне действия защиты. Для этого на двухобмоточных понижающих трансформаторах тормозная обмотка должна включаться в плечо дифференциальной защиты не со стороны питания (как показано на рис. 2-24 для пояснения принципа действия защиты), а в плечо противоположное.

На трехобмоточных понижающих трансформаторах с односторонним питанием [5] рекомендуется выбирать место включения тормозной обмотки таким образом, чтобы определяющим для выбора тока срабатывания было условие (2-37) отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение:

$$I_{с. з} \geq k_n I_{ном. тр} = (2,1 - 3,7x_{кн}) I_{ном. тр}, \quad (2-50)$$

где $k_n = 2,1 - 3,7x_{кн}$ — по работе [33], пояснения даны в § 2-4, расчет — в примере 2-10. Наибольшее значение $k_n = 1,5$, наименьшее — 1.

Для этого тормозная обмотка включается, как правило, в плечо той стороны трансформатора, где внешнее к. з. вызывает больший ток (сторона, имеющая сопротивление обмотки трансформатора, равное примерно нулю). Если же отстройка от тока небаланса при к. з. на другой стороне требует увеличения $I_{с. з}$ больше чем $1,5 I_{ном. тр}$, рекомендуется включить тормозную обмотку реле ДЗТ-11 (ДЗТ-1) на сумму токов плеч защиты питаемых сторон (пример 2-11).

Включение тормозной обмотки этих реле в плечо со стороны питания не рекомендуется, поскольку при больших токах в случае к. з. на стороне питания и при отношении чисел витков тормозной и рабочей обмоток более 0,4 может существенно снизиться кратность тока в исполнительном органе, что вызовет отказ защиты [36]. Для современных трансформаторов с РПН при $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 16\%$ отношение $\omega_r/\omega_p \geq 0,4$ является типичным. Действительно, даже без учета регулирования напряжения на стороне среднего напряжения и без учета составляющей $I_{\text{нб}}''$ расчетное значение $I_{\text{нб}} = I_{\text{нб}}' + I_{\text{нб}}'' = (0,1 + 0,16) I_{\text{к. макс. ВН}} = 0,26 I_{\text{к. макс. ВН}}$ и по формуле (2-48)

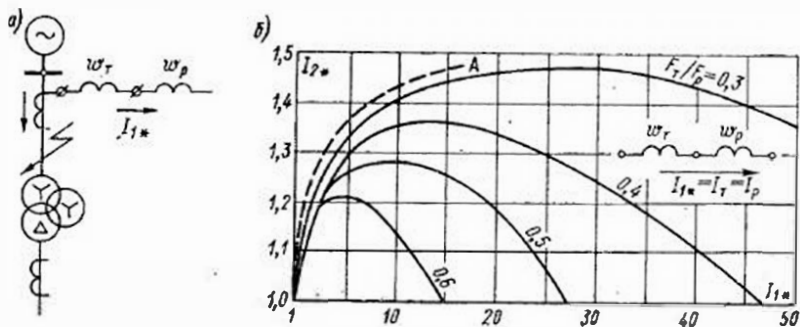


Рис. 2-26. Схема (а) и зависимости (б) $I_{2*} = f(I_{1*})$ для реле ДЗТ-11 [36]
А — кривая нормируемых значений I_{2*}

$\omega_r = 1,5 \cdot 0,26 \omega_p / 0,8 = 0,49 \omega_p$. Как видно из зависимостей кратности вторичного тока (в исполнительном органе) I_{2*} от кратности первичного тока I_{1*} для реле ДЗТ-11 (рис. 2-26), при $F_r/F_p = \omega_r/\omega_p = 0,5$ реле может отказать уже при $I_{1*} \geq 25$. Этому значению соответствует при $n_r = 100/5$ $I_n \geq 2500$ А, при $n_r = 150/5$ $I_n \geq 3750$ А и т. д., где I_n — ток при к. з. на выводах трансформатора со стороны питания. Такие значения токов к. з. вполне вероятны для современных распределительных сетей 110 и 35 кВ. Поэтому включение тормозной обмотки реле ДЗТ-11 со стороны питания допустимо только после проверки надежности работы реле при $I_{\text{к. макс}}$ при трехфазном к. з. на этой стороне в зоне действия защиты (рис. 2-26).

Расчет чисел витков остальных обмоток реле ДЗТ-11 (кроме тормозной) производится так же, как для реле РНТ (§ 2-4, п. 3).

2. Примеры расчета уставок дифференциальной защиты с торможением на понижающих трансформаторах

Пример 2-10. Выбираются уставки дифференциальной защиты с торможением (реле ДЗТ-11) двухобмоточного трансформатора мощностью 6,3 МВ·А, $(115 \pm 16\%)$ кВ/11 кВ из примера 2-4 (рис. 2-10).

Решение. 1. Рассчитываются токи к. з. (результаты расчета приведены на рис. 2-10).

2. Определяются средние значения первичных и вторичных номинальных токов для всех сторон защищаемого трансформатора так же, как в предыдущем примере (табл. 2-5).

3. Выбирается место установки тормозной обмотки реле ДЗТ-11: плечо стороны НН (рис. 2-27).

4. Определяется первичный ток небаланса без учета составляющей $I_{\text{нб}}''$ по выражениям (2-35), (2-39), (2-40): $I_{\text{нб}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) 410 = 106,5$ А, где $I_{\text{к. макс. ВН}}^{(3)} = 410$ А (рис. 2-10).

5. Ток срабатывания защиты выбирается только по условию (2-50) отстройки от броска тока намагничивания. Уточненное значение k_n в выражении (2-50) определяется в следующем порядке [33]. При $u_{\text{к. ср}} = 10,5\%$ сопротивление $x_B^{(1)} = (12,7 + 10,5)/1,35 = 17,2\%$. При мощности трансформатора 6,3 МВ·А (рис. 2-10) $x_B^{(1)} = 17,2 \cdot 115^2 / (100 \cdot 6,3) = 361$ Ом. При $x_{\text{тс}} = 15$ Ом получаем $x_k = 15 + 1,15 \cdot 361 = 430$ Ом. Значение $x_G = 115^2/6,3 = 2100$, $x_{\text{к*}} = 430/2100 = 0,2$, значение $k_n = 2,1 - 3,7 \cdot 0,2 = 1,36$. Номинальный ток трансформатора равен 31,7 А (на стороне 110 кВ). Ток срабатывания дифференциальной защиты по условию (2-50) $I_{\text{с. з}} \geq 1,36 \cdot 31,7 = 43$ А.

6. Определяются числа витков обмоток ДЗТ для выравнивания м. д. с. аналогично тому, как это выполнено в предыдущем примере. Расчеты сведены в табл. 2-7. При этом надо иметь в виду, что на коммутаторе реле ДЗТ-11 можно подобрать практически любое число витков как рабочей, так и уравнительных обмоток [12]. Расчет в табл. 2-7 начинается с выбора числа витков для обмотки НТТ, включаемой в плечо ВН, поскольку это — сторона регулируемого напряжения, хотя и с меньшим вторичным током (табл. 2-5).

7. Определяется по выражению (2-48) число витков тормозной обмотки реле ДЗТ-11, необходимое для обеспечения бездействия защиты при внешнем трехфазном к. з. (точка К2 на рис. 2-10):

$$\omega_r = 1,5 \cdot 108,8 (96,6/11) 17,9 / (3600 \cdot 0,75) = 9,5 \text{ вит.},$$

где $\omega_p = 17,9$ вит. — расчетное число витков рабочей обмотки на той же стороне НН, где включена тормозная обмотка (рис. 2-27); $I_{\text{нб}} = 108,8 (96,6/11) = 955$ А, приведенным к стороне НН с помощью наименьшего значения коэффициента трансформации трансформатора, соответствующего крайнему «отрицательному» поло-

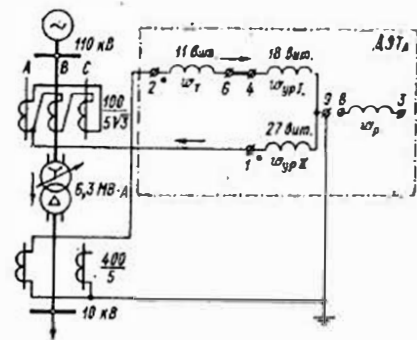


Рис. 2-27. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 в дифференциальной защите двухобмоточного трансформатора подстанции, приведенной на рис. 2-10 (к примеру 2-10)

жению регулятора РПН, при котором определяются максимальные значения тока к. з. (§ 2-2); $I_{нб} = 108,8$ А (п. 8 табл. 2-7).

Таблица 2-7

Определение чисел витков обмоток НТТ (к примеру 2-10)

№ пп.	Обозначение величины и расчетное выражение	Численное значение
1	$I_{с.р. неосн} = \frac{I_{с.з. неосн} k_{сх}^{(3)} \cdot неосн}{n_T \cdot неосн}$	$\frac{43 \cdot 1,73}{100/5} = 3,7$ А
2	$w_{неосн. расч} = F_{с.р} / I_{с.р. неосн}$	$100/3,7 = 27$ вит.
3	$w_{неосн}$ (ближайшее меньшее число)	27 вит.
4	$I_{с.з. осн}$ (сторона НН)	$43 \cdot 96,6/11 = 377$ А
5	$w_{осн. расч} = w_{неосн} I_{неосн} / I_{з осн}$	$27 \cdot 2,74/4,13 = 17,9$ вит.
6	$w_{осн}$ (ближайшее целое число)	18 вит.
7	$I_{нб}^*$ по условию (2-41)	$\frac{18 - 17,9}{18} 410 = 2,3$ А
8	$I_{нб}$ с учетом $I_{нб}^*$ по (2-35)	$106,5 + 2,3 = 108,8$ А
9	Окончательно принятые числа витков: $w_{осн} = w_{ур}$ / (сторона НН) $w_{неосн} = w_{ур} / I$ (сторона ВН)	18 вит. } 27 вит. } Схема включения — рис. 2-27
10	Проверка по (2-44)	$4,13 \cdot 18 \approx 2,74 \cdot 27$

Принимается ближайшее большее число витков тормозной обмотки ($w_T = 11$ вит.); числа витков на тормозной обмотке реле ДЗТ-11 могут быть установлены следующие: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24 [12].

8. Определяется по формуле (2-38) коэффициент чувствительности защиты при к. з. за трансформатором в зоне действия защиты, когда ток повреждения проходит только через трансформаторы токостороны 110 кВ и торможение отсутствует. Из рис. 2-10 $I_{к. мин. ВН}^{(3)} = 230$ А. В соответствии с табл. 2-1 для схемы соединения обмоток трансформаторов тока в треугольник расчетный ток в реле $I_{р. мин} = 1,5 I_{к. мин. ВН}^{(3)} / n_T = 1,5 \cdot 230/20 = 17,2$ А. При прохождении то-

з. по стороне ВН ток срабатывания реле $I_{с.р} = 100/27 = 3,7$ А. коэффициент чувствительности $17,2/3,7 = 4,6 > 2$.

Проверка чувствительности защиты при однофазном к. з. на стороне 110 кВ в зоне действия защиты и выбор тока срабатывания реле РТБ схемы автоматики отключения отделителя 110 кВ производится так же, как в примере 2-9.

Расчетная проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1-3 так же, как в примере 2-4. Переход на $n_T = 150/5$ снижает чувствительности защиты.

Пример 2-11. Выбираются уставки дифференциальной защиты обмоточных трансформаторов 10 МВ·А, (115 ± 4 × 2,5 %) кВ: 8,5 ± 2 × 2,5 %) кВ/11 кВ по данным, приведенным на рис. 2-16. Трансформаторы работают раздельно на сторонах 35 и 10 кВ.

Решение. 1. Определяются средние значения первичных вторичных номинальных токов для всех плеч дифференциальной защиты (по номинальной мощности наиболее мощной обмотки трансформатора). Расчеты сводятся в табл. 2-8.

Таблица 2-8

Определение вторичных токов в плечах защиты (к примеру 2-11)

Наименование величины	Численное значение для стороны		
	115 кВ	38,5 кВ	11 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 150$	$\frac{10\,000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T	150/5	400/5	600/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	2,88	3,24	4,39

2. Определяются первичные токи небаланса без учета составляющей $I_{нб}^*$ по выражениям (2-35), (2-39), (2-40):

а) при к. з. на шинах 35 кВ (точка К2) $I_{нб} = (1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,05) \cdot 500 = 125$ А, где $I_{к. макс. ВН}^{(3)} = I_{\alpha к. макс} = I_{\beta к. макс} = 500$ А — максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при к. з. на стороне СН (рис. 2-16);

б) при к. з. на шинах 10 кВ (точка К3) $I_{нб} = (1 \cdot 0,1 + 0,1) \times 330 = 66$ А, где $I_{к. макс. ВН}^{(3)} = 330$ А — максимальный ток, проходящий по регулируемой стороне ВН трансформатора при к. з. на стороне НН (рис. 2-16).

3. Предварительный расчет показывает, что при выполнении дифференциальной защиты без торможения (§ 2-4) $k_n \approx 1.4$ при двухфазном к. з. на стороне НН (рис. 2-16). В случаях параллельной работы трансформаторов на одной из сторон (НН или СН) значения $I_{к. макс}$, $I_{нб}$ и, следовательно, $I_{с.з}$ возрастают, а значение k_n становится меньше 1,4, так как проверка чувствительности должна производиться при одиночной работе трансформаторов, когда ток к. з. меньше, чем при параллельной работе. Поэтому дальнейший расчет производится для дифференциальной защиты с торможением с реле ДЗТ-11.

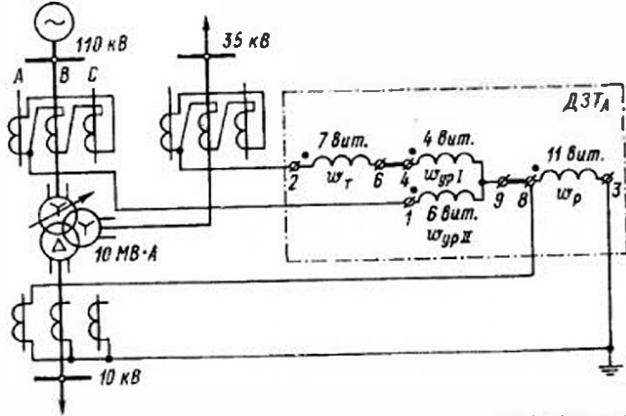


Рис. 2-28. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 в дифференциальной защите трехобмоточного трансформатора к примеру 2-11 (вариант «а»)

4. Определяется место включения тормозной обмотки реле ДЗТ-11. Рассматриваются три варианта.

а. Включение тормозной обмотки в плечо 35 кВ (рис. 2-28). При этом несрабатывание защиты при внешнем повреждении на шинах 10 кВ, когда торможение отсутствует, обеспечивается выбором тока срабатывания, так же как для защиты с реле серии РНТ, т. е. по выражению (2-36), в котором принимается наибольшее значение k_n для реле серии ДЗТ-10 (1,5): $I_{с.з} \geq 1,5 \cdot 66 = 99$ А. По условию (2-50) $I_{с.з} \geq k_n I_{ном. тр} = 1,5 \cdot 50 = 75$ А, где $I_{ном. тр}$ берется из табл. 2-8. Определяющим условием является (2-36), поэтому не производится уточнение коэффициента k_n в выражении (2-50) по примеру (2-10). Коэффициент чувствительности защиты (предварительный) при двухфазном к. з. в точке К3 (рис. 2-16) в минимальном режиме при $I_{с.з} = 99$ А и $I_{с.р} = 99 \sqrt{3}/30 = 5,7$ А и при $I_{р. мин} = 1,5 \cdot 260/30 = 13$ А $k_n^{(2)} = 13/5,7 = 2,28$. Поскольку $k_n > 2$, этот вариант может быть принят для дальнейшего расчета (числа витков обмоток ННТ указаны на рис. 2-28).

б) Включение тормозной обмотки в плечо 110 кВ, что позволило бы выбрать ток срабатывания защиты только по условию (2-50). Этот вариант требует дополнительной проверки надежности работы

реле ДЗТ-11 (ДЗТ-1) по зависимостям, приведенным на рис. 2-26. В данном примере $I_{к. макс} = 5000$ А (точка К1 на рис. 2-16), $I_{1*} = 5000/150 = 33$. Предварительное значение $I_{нб} = (0,1 + 0,1 + + 0,05) I_{к. макс}$ (к. з. на стороне 35 кВ). По формуле (2-48) $I_{нб} = 1,5 \cdot 0,25 \cdot \omega_p / 0,87 = 0,43 \omega_p$. По рис. 2-26, б при $I_{1*} = 33$ и $\omega_1 / \omega_p = 0,43 I_{2*} \approx 1,1$, что значительно ниже нормируемых значений I_{2*} . Следовательно, этот вариант не может быть принят.

в. Включение тормозной обмотки на сумму токов плеч 10 и 35 кВ (рис. 2-29). Очевидно, что последний вариант является наилучшим, так как позволяет выбрать ток срабатывания защиты только по условию (2-50), как и в варианте «б», и в то же время исключить влияние тормозной обмотки реле при к. з. в зоне действия защиты. Кроме того, на значение тока срабатывания в этом варианте не влияет неточность подбора числа витков уравнивающих обмоток реле (составляющая $I_{нб}$ влияет лишь на выбор числа витков ω_p).

Расчет чисел витков обмоток ННТ реле ДЗТ производится так же, как в предыдущих примерах. Выбранные числа витков указаны на рис. 2-29. Проверка по условию (2-44а) показывает, что числа витков рабочей и уравнивающих обмоток выбраны правильно: $I_{ном. вн} \omega_p = 2,88 \cdot 17 = 49$ А $\approx I_{ном. сн} \omega_{ур I} = 3,24 \cdot 15 = 48,6$ А $\approx I_{ном. нн} \omega_{ур II} = 4,39 \cdot 11 = 48,2$ А, где значения вторичных номинальных токов плеч дифференциальной защиты берутся из табл. 2-8. Число витков тормозной обмотки выбирается большим из двух значений ω_p , вычисленных по формуле (2-48) для внешних к. з. в точках К2 и К3 (рис. 2-16): $\omega_p = 7$ вит. Остальные расчеты выполняются так же, как в предыдущих примерах.

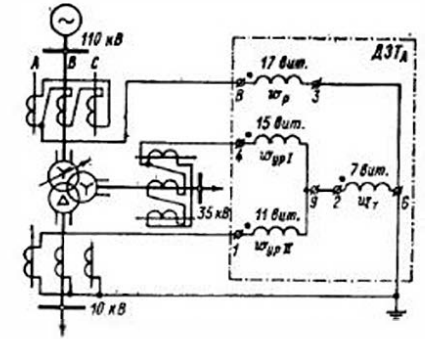


Рис. 2-29. Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11 [36] к примеру 2-11 (вариант «в»)

2-6. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ И МАКСИМАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НА ТРАНСФОРМАТОРАХ С РАСЦЕПЛЕННЫМИ ОБМОТКАМИ 110/6 (10) КВ

Особенности выполнения и расчетов дифференциальной и максимальных токовых защит на трансформаторах 110/6(10) кВ с расщепленными обмотками Y/Δ-11-11 обусловлены, главным образом, невысоким уровнем токов при к. з. на выводах одной из обмоток низшего напряжения и большим различием между значениями токов $I_{к. макс}$ и $I_{к. мин}$ (§ 2-2). При расчете дифференциальной защиты этих трансформаторов определяющим является, как правило, условие (2-37) отстройки от броска тока намагничивания. Даже при выборе значения коэффициента надежности по условиям, описанным в § 2-4 и 2-5 [33], может оказаться, что коэффициент чувствительности дифференциальной защиты будет ниже, чем требуется. В этих случаях по предложению Энергосетьпроект устанавливаются дополнительные чувствительный комплект дифференциальной защиты с выдержкой времени 0,5–1 с, благодаря которой можно не учитывать броски тока намагничивания и выбирать для этого комплекта $I_{с.з} < I_{ном. тр}$.

Для трансформаторов с расщепленными обмотками, питающих крупные высоковольтные двигатели с большими кратностями пусковых токов ($k_{п}$), участвующие в самозапуске, возможно, что расчетный ток при самозапуске всех подтожных заторможенных двигателей одновременно на обеих сторонах НН окажется больше расчетного тока при внешнем к. з. на одной из сторон НН. В таких случаях в выражении (2-39) — (2-41) вместо тока $I_{к. макс}$ следует использовать ток самозапуска.

Пример 2-12. Выбираются установки дифференциальных и максимальных токовых защит трансформатора типа ТРДН-25 000, $(115 \pm 16\%)$ кВ/6,3 кВ, Υ/Δ - Δ -11-11; напряжения к. з. $u_{к. в-н I} = u_{н. в-н II} = 9,8; 10,6; 11,7\%$ для положений РПН, соответствующих минимальному, среднему и максимальному напряжениям стороны

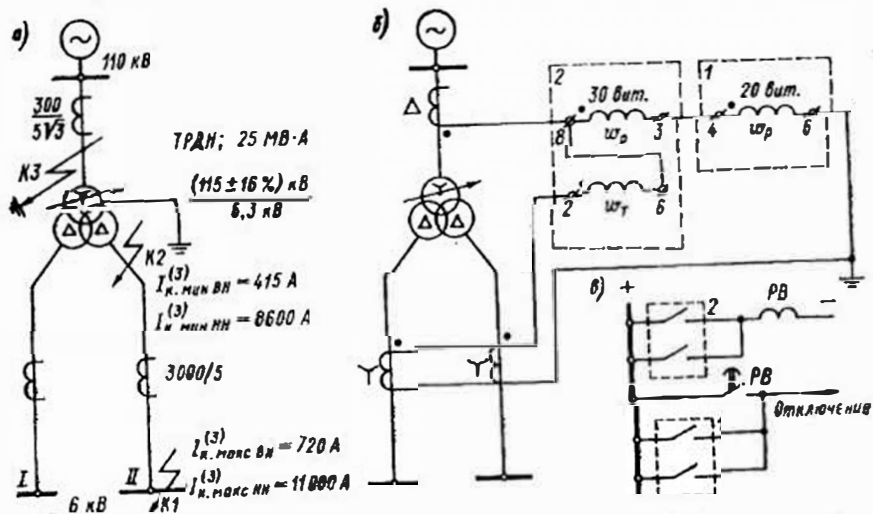


Рис. 2-30. Расчетная схема (а), включения обмоток реле (б) дифференциальной защиты (для одной фазы) и схема цепей оперативного тока (в) к примеру 2-12

1 — реле РНТ грубого комплекта; 2 — реле ДЗТ-11 чувствительного комплекта (с выдержкой времени)

ВН, отнесены каждое к своему напряжению и к мощности обмоток НН, равной $0,5S_{ном. тр} = 12,5$ МВ·А (рис. 2-30, а). Сопротивление питающей энергосистемы 15 Ом во всех режимах.

Решение. 1. Рассчитываются токи при трехфазном к. з. за трансформатором на одной из сторон 6 кВ. Расчет выполняется с помощью выражений (2-6) — (2-12); результаты приведены на рис. 2-30, а.

2. Производится расчет дифференциальной защиты только с реле РНТ аналогично расчету в примере 2-9. Ток небаланса по формулам (2-39) и (2-40) $I_{нб} = (0,1 + 0,16) 720 = 187$ А. Токи срабатывания защиты: а) по условию (2-36) $I_{с. з} \geq 1,3 \cdot 187 = 244$ А; б) по условию (2-37) $I_{с. з} \geq 1,3 \cdot 131 = 170$ А, где 131 А соответствует 1,05 номинального тока трансформатора. Ток срабатывания реле $I_{с. р} = 244 \cdot 1,73/60 = 7$. Расчетный ток в реле при к. з. за трансформатором (рис. 2-30 и табл. 2-1) $I_{р. мин} = 1,5 \cdot 415/60 = 10,3$ А. Коэффициент чувствительности $10,3/7 = 1,47 < 2$, что недопустимо.

3. Рассматривается вариант установки реле ДЗТ-11. По условию (2-37) при наибольшем значении $k_{п} = 1,5$ $I_{с. в} = 1,5 \cdot 131 = 197$ А, $I_{с. р} = 197 \cdot 1,73/60 = 5,7$ А. Коэффициент чувствительности $10,3/5,7 = 1,8$. В ряде случаев ток срабатывания защиты по условию (2-37) может оказаться меньшим, если значение $k_{п}$ будет меньше 1,5 в результате расчета по методике, описанной в § 2-4 и 2-5 [33]. В данном примере эта возможность не рассматривается.

4. Рассматривается вариант применения схемы дифференциальной защиты с двумя комплектами реле (рис. 2-30, б), один из которых (с реле ДЗТ) — с выдерж-

кой времени 0,5—1 с, что позволяет выбрать его ток срабатывания только по условию $k_{ч} = 2 \div 3$. Выбирается $I_{с. р} = I_{р. мин}/k_{ч} = 10,3/3 = 3,4$ А. $I_{с. з} = 3,4 \cdot 60/1,73 = 118$ А, или около 95 % номинального тока трансформатора. Таким образом, в выражении (2-37) оказывается $k_{п} = 0,95$, но несрабатывание этого комплекта при бросках тока намагничивания обеспечивается выдержкой времени 0,5—1 с, а несрабатывание при внешних к. з. — тормозной обмоткой, для которой число витков выбирается в п. 6 этого примера.

5. Рассматривается возможность повышения чувствительности быстродействующего комплекта дифференциальной защиты с реле типа РНТ, для которого в п. 2 получился низкий $k_{ч} = 1,47$. Для повышения чувствительности выбор тока срабатывания по условию отстройки от тока небаланса производится при оптимальном положении регулятора РПН (рис. 2-19).

Оптимальная относительная погрешность $\Delta U_{* опт}$, соответствующая некоторому (не обязательно реально существующему) ответвлению регулируемой обмотки ВН трансформатора, определяется из условия равенства расчетных значений тока небаланса: $I_{нб} = I_{нб}^{(3)}$, при крайних положениях регулятора напряжения (рис. 2-19):

$$\text{при положении, соответствующем } U_{мин. тр}, \\ I_{нб. опт} = [1 \cdot 1 \cdot 0,1 + (\Delta U_{* полн} - \Delta U_{* опт})] I_{к. макс. ВН}^{(3)} \quad (2-51)$$

$$\text{при положении, соответствующем } U_{макс. тр}, \\ I_{нб. опт} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + \Delta U_{* опт}) I_{к. мин. ВН}^{(3)} \quad (2-52)$$

В выражениях (2-51) и (2-52) $k_{автв}$ и $k_{одн} = 1$, как и в выражении (2-39). Значения токов к. з. определяются по выражениям (2-9) и (2-11), но при одном и том же значении сопротивления питающей энергосистемы (в нормальном режиме ее работы). Обозначив отношение этих токов

$$k_{расч} = I_{к. макс. ВН}^{(3)} / I_{к. мин. ВН}^{(3)} \quad (2-53)$$

из равенства правых частей выражений (2-51) к (2-52) получаем

$$\Delta U_{* опт} = k_{расч} (\Delta U_{* полн} + 0,1) - 0,1 / (k_{расч} + 1), \quad (2-54)$$

$\Delta U_{* полн}$ — полный диапазон регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора (рис. 2-19).

Для условий данного примера $\Delta U_{* полн} = 0,26$ (вместо 0,32, поскольку увеличение напряжения на стороне ВН может производиться только до ответвления, соответствующего $U_{макс} = 126$ кВ, т. е. до $\Delta U_{* полн} = +10\%$, а снижение напряжения — до крайнего «отрицательного» положения РПН — 16%).

По формуле (2-53) $k_{расч} = 720/415 = 1,74$. По (2-54) $\Delta U_{* опт} = 1,74 (0,26 + 0,1) - 0,1 / (1,74 + 1) = 0,19$. По (2-51) $I_{нб. опт} = [0,1 + (0,26 - 0,19)] 720 = 122$ А (вместо 187 А из п. 2 этого примера).

Ток срабатывания защиты по выражению (2-36) $I_{с. з} \geq k_{п} I_{нб. опт} = 1,3 \cdot 122 = 159$ А. Однако по условию (2-37) его нужно принять равным 170 А (п. 2 этого примера). При этом $I_{с. р} = 170 \cdot 1,73 / 60 = 5$ А. Предварительно определенный $k_{ч} = 10,3/5 = 2$ (вместо 1,47 из расчета в п. 2 этого примера).

Для дальнейшего расчета уставок реле РНТ определяется напряжение регулирующей стороны высшего напряжения трансформатора при оптимальном положении регулятора. Из рис. 2-19 видно, что

$$U_{опт} = U_{макс. тр} - \Delta U_{опт} \quad (2-55)$$

$$\Delta U_{опт} = \Delta U_{* опт} \frac{U_{макс. тр} - U_{мин. тр}}{\Delta U_{* полн}} \quad (2-56)$$

Для данного примера

$$\Delta U_{опт} = 0,19 \frac{126 - 96,6}{0,26} = 21,5 \text{ кВ};$$

$$U_{опт} = 126 - 21,5 = 104,5 \text{ кВ}.$$

Таблица 2-9

Определение вторичных токов в плечах для грубого комплекта дифференциальной защиты (к примеру 2-12)

Наименование величины	Численное значение для стороны	
	115 кВ	6,3 кВ
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$\frac{25\,000}{\sqrt{3} \cdot 104,5} = 138$	$\frac{25\,000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2300$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока k_t	300/5	3000/5
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, А	$\frac{138 \sqrt{3}}{300/5} = 3,97$	$\frac{2300}{3000/5} = 3,84$

Определение вторичных токов защиты сведено в табл. 2-9, причем вторичный ток плеча ВН определяется при $U_{\text{обрт}} = 104,5$ кВ. Вторичный ток плеча НН определяется по *полной мощности трансформатора* (25 МВ·А) для обеспечения выравнивания м. д. с. в реле при внешних к. з. (как это всегда делается при расчете дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов с обмотками неодинаковой мощности). Расчет числа витков обмоток реле РНТ начинается с регулируемой стороны ВН, которая в данном примере является *основной*, так как имеет больший вторичный ток (табл. 2-9). По выражению (2-43) $w_{\text{осн}} = 100/5 = 20$ вит. Для несобойной стороны НН $w_{\text{несоб}} = 20 \cdot 3,97/3,84 = 20,6$ вит. Для упрощения схемы включения реле РНТ можно принять 20 вит. При этом ток небаланса при внешних к. з. увеличится из-за составляющей $I_{\text{нб}}^*$, которая вычисляется по выражению (2-41):

$$I_{\text{нб}}^* = \frac{20,6 - 20}{20,6} \cdot 720 = 21 \text{ А.}$$

Суммарный ток небаланса по условию (2-35) $I_{\text{нб}} = 122 + 21 = 143$ А. По отношению к ранее выбранному току срабатывания защиты по условию (2-37) 170 А коэффициент надежности отстройки от тока небаланса в выражении (2-36) $k_{\text{н}} = 170/143 \approx 1,2$, что может быть принято, поскольку в расчете (п. 2) приняты максимально возможные значения первых двух составляющих тока небаланса. При одинаковых числах витков для обеих сторон дифференциальной защиты уравнильные обмотки реле РНТ могут не использоваться, а на рабочей обмотке устанавливается $w_p = 20$ вит. (рис. 2-30, б).

Таким образом, расчетный прием выбора уставок дифференциальной защиты с реле РНТ при *оптимальном* положении регулятора РПН в данном примере позволяет повысить коэффициент чувствительности защиты с 1,47 (п. 2, расчет при среднем положении регулятора РПН) до требуемого значения 2 при токе срабатывания 130 % номинального тока трансформатора.

6. Для чувствительного комплекта дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 и выдержкой времени 1 с выбираются числа витков рабочей и тормозной обмоток, включенных по схеме 2-30, б. Для рабочей обмотки по выражению (2-43) $w_p = 100/3,4 = 29,4$ вит. Для повышения чувствительности принимается $w_p = 30$ вит. Составляющая тока небаланса по условию (2-41) может быть принята для запаса равной 5 % максимального тока при внешнем к. з.: $0,05 \cdot 720 = 36$ А. Тогда по выражению (2-35) $I_{\text{нб}} = 187 + 36 = 223$ А. Число витков тормозной обмотки по выражению (2-48)

$$w_T = 1,5 \cdot 223 \cdot 30 / [720 (0,75 + 0,8)] = 18,5 + 17,3 \text{ вит.}$$

Можно принять 18 или 24 вит. Увеличение числа витков тормозной обмотки, включенной со стороны НН (рис. 2-30), не снижает чувствительности защиты при к. з.

в зоне ее действия и питании места к. з. только со стороны ВН (тормозная обмотка не обтекается током к. з.).

7. Проверка чувствительности дифференциальной защиты при однофазном к. з. на землю на стороне 110 кВ (точка КЗ на рис. 2-30, а), выбор тока срабатывания реле РТБ (при включении трансформатора через отделитель с использованием короткозамыкателя), расчетная проверка трансформаторов тока и проверка возможности применения схемы с дешунтированием ЭО (ЭВ) производится так же, как в предыдущих примерах этой главы.

8. Рассчитываются токи срабатывания максимальных токовых защит с пуском по напряжению. На стороне НН только по формуле (1-1) при $k_{\text{сзд}} = 1$ $I_{\text{с.з. НН}} = 1,2 \cdot 1150/0,8 = 1725$ А. На стороне ВН по условию (1-4) $I_{\text{с.з. ВН}} = 1,3 (1725 + 1150) \cdot 6,3/115 = 205$ А, где $k_{\text{н.с}} = 1,3$, берется из табл. 1-4. Ток срабатывания реле $I_{\text{с.р}} = 205 \cdot 1,73/60 = 5,9$ А. Коэффициент чувствительности $10,3/5,9 = 1,75$, где $I_{\text{р.мин}} = 10,3$ А — п. 2 этого примера.

В ряде случаев может потребоваться больший ток срабатывания защиты на стороне НН для выполнения условия (1-4) согласования с защитами предыдущих элементов 6 (10) кВ. Это вызовет увеличение тока срабатывания защиты на стороне ВН и может быть, недопустимое снижение ее чувствительности. Однако $I_{\text{с.з. ВН}}$ можно не увеличивать, если пусковые органы напряжения этих защит выполнить тремя реле напряжения (рис. 2-11, б), а рабочие уставки выбрать в соответствии с § 2-3 (примеры 2-6 и 2-7).

2-7. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА

«Правила» [1] допускают применение на трансформаторах мощностью до 25 МВ·А дифференциальной защиты с обычными реле тока (например, типа РТ-40), отстроенными по току срабатывания от бросков тока намагничивания и переходных значений тока небаланса, если при этом обеспечивается требуемая чувствительность. Достоинством такой защиты, называемой *дифференциальной отсечкой*, является меньшая стоимость и меньшая сложность при наладке, чем у защиты с реле серий РНТ и ДЗТ.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с.з}} \approx (3 + 4) I_{\text{ном. тр.}} \quad (2-57)$$

Большой ток срабатывания является главным недостатком дифференциальной отсечки. Дифференциальная отсечка применяется довольно редко и только в тех случаях, когда ее $k_{\text{ч}} \geq 2$. Фактически это возможно, если вторичные номинальные токи плеч защиты отличаются друг от друга на несколько процентов и если максимальный и минимальный токи к. з. за трансформатором выки по значению.

Пример 2-13. Определяется возможность применения дифференциальной отсечки на трансформаторе 4 МВ·А, $(35 \pm 2,5\%)$ кВ/10,5 кВ (рис. 2-31). Токи трехфазного к. з. в максимальном и минимальном режимах одинаковы и равны 680 А,веденным к напряжению 35 кВ.

Решение. 1. Определяются первичные и вторичные номинальные токи плеч дифференциальной защиты. При коэффициентах трансформации трансформаторов тока, указанных на схеме (рис. 2-31), они примерно равны: в плече ВН 35 кВ — 3,8 А, в плече НН (10 кВ) — 3,67 А. Расчет рекомендуется оформлять таблицей, как в предыдущих примерах.

2. Определяется первичный ток небаланса по выражениям (2-35), (2-39) и (2-40). В выражении (2-39) коэффициент, учитывающий переходный режим, принимается $k_{\text{пер}} = 2$. Третья составляющая тока небаланса (при отсутствии специальных устройств для выравнивания вторичных токов)

$$I_{\text{нб}}^* = \frac{I_2 \text{ ном. ВН} - I_3 \text{ ном. НН}}{I_3 \text{ ном. ВН}} I_{\text{н. макс.}} \quad (2-58)$$

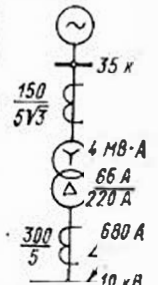


Рис. 2-31. Схема к примеру 2-13

Ток к. з. приведен к напряжению 35 кВ

Для данного примера

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05) \cdot 680 + \frac{3,8 - 3,67}{3,8} \cdot 680 = 170 + 23 = 193 \text{ А.}$$

3. Определяется первичный ток срабатывания дифференциальной отсечки.

а. По условию (2-36) отстройки от тока несбаланса $I_{с.з} \geq 1,3 \cdot 193 = 250 \text{ А.}$

б. По условию (2-37), в котором $k_{н} = 3 \div 4$, или по условию (2-57): $I_{с.з} = (3 \div 4) I_{нб} \cdot n_p = 196 \div 264 \text{ А.}$ Принимается $I_{с.з} = 264 \text{ А.}$

4. Коэффициент чувствительности определяется по вторичным токам: по табл. 2-1 $I_{р.мин} = 1,5 \cdot 680 / 30 = 34 \text{ А;}$ по формуле (1-6) $I_{с.р} = 264 \cdot \sqrt{3} / 30 = 15,2 \text{ А;}$ по (2-38) $k_{\epsilon}^{(2)} = 34 / 15,2 = 2,23 > 2.$

Надежность несрабатывания дифференциальной отсечки проверяется после наладки защиты путем пятикратного включения трансформатора под напряжение.

5. Производится расчетная проверка трансформаторов тока в соответствии с указаниями § 1-3, в том числе проверка надежности работы реле типа РТ-40 при к. з. на стороне ВН трансформатора в зоне действия дифференциальной отсечки ($f \leq 50 \% —$ табл. 1-3).

Глава третья

РАСЧЕТЫ ЗАЩИТ ОДИНОЧНЫХ ЛИНИЙ 35 И 110 кВ

8-1. ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА И МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА

1. Основные условия расчета

Основные условия расчета максимальных токовых защит и токовых отсечек, изложенные в § 1-1 и 1-2, справедливы и для линий 35 и 110 кВ без ответвлений и с ответвлениями. В выражениях (1-1)–(1-3) коэффициент самозапуска $k_{сап}$ определяется по суммарному току самозапуска нагрузки всех трансформаторов, подключенных к защищаемой линии и ко всем следующим (по направлению тока) линиям того же напряжения. Для этого в расчетной схеме все нагрузки, подключаемые к каждому трансформатору, представляются сопротивлением обобщенной или бытовой нагрузки, приведенными к рабочей максимальной мощности трансформатора. Высоковольтные двигатели учитываются отдельно (примеры 1-20–1-22 и 3-3).

В условии (1-4) согласования чувствительности защит число n может обозначать также количество параллельно работающих трансформаторов 35 (110) кВ, подключенных к рассматриваемой линии. Наибольшую трудность представляет согласование по току и времени токовых защит линии 35 кВ и предохранителей (типа ПСН-35) трансформаторов ответвлений подобно тому, как это имеет место на ВЛ 6 и 10 кВ (рис. 1-22). Имеются особенности в согласовании

по чувствительности максимальных токовых защит линий с предыдущими максимальными токовыми защитами трансформаторов, имеющими пуск по напряжению (пример 3-3).

Условия (1-11) и (1-12) выбора селективных и неселективных токовых отсечек также сохраняются. Отсечки с выдержкой времени 0,4–1 с широко применяются на линиях 35 кВ. В ряде случаев они позволяют существенно уменьшить время срабатывания и линейных защит, и защит трансформаторов 110, 220 кВ, питающих линии 35 кВ.

2. Примеры расчета токовой отсечки и максимальной защиты одиночных линий 35 и 110 кВ с ответвлениями

Пример 3-1. Выбираются уставки трехступенчатой токовой защиты 5 одиночной ВЛ 35 кВ Л1 (рис. 3-1).

Решение. 1. Рассчитываются токи трехфазного к. з. в точках К1–К9. Точки К2 и К5 расположены на серединах линий Л1

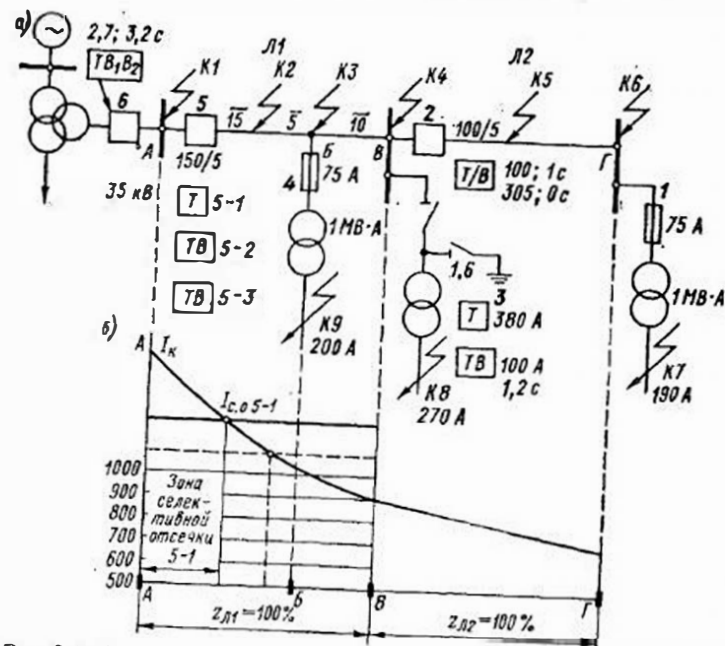


Рис. 3-1. Схема (а) и графическое определение зоны действия токовой отсечки (б) к примеру 3-1

Токи приведены к напряжению 35 кВ

2, соответственно. Для упрощения расчетов сопротивление пидей системы принято неизменным. Все токи к. з. приведены к напряжению 35 кВ.

3. Рассчитывается селективная отсечка без выдержки времени (5-1) следующим условиям.

а. По условию (1-11) отстройки от к. з. в точке КЗ, т. е. в месте ответвления Б к трансформатору, защищенному плавкими предохранителями типа ПСН-35, $I_{c. o. 5-1} \geq k_n I_{K3}^{(3)} = 1,2 \cdot 1020 = 1220$ А, где $k_n = 1,2 \div 1,3$ (табл. 1-2) при выполнении отсечки с реле типа РТ-40.

б. По условию (1-12а) отстройка от бросков тока намагничивания всех трансформаторов 35 кВ, питающихся по линии Л1,

$$I_{c. o. 5-1} \geq (3 \div 4) \sum I_{ном. тр} = (3 \div 4) \cdot 59,5 \approx 180 \div 240 \text{ А,}$$

где в соответствии с выражением (1-13)

$$\sum I_{ном. тр} = (1000 + 1600 + 1000) / (\sqrt{3} \cdot 35) = 59,5 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности токовой отсечки при к. з. в месте ее установки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме: при трехфазном к. з. $k_q = 1500/1220 = 1,23 > 1,2$, при двухфазном к. з. $k_q = 1,06$. Наряду с этим определяется зона действия отсечки (рис. 3-1, б), которая составляет около 35 % длины линии при трехфазных к. з. Отсечка является достаточно эффективной.

3. Проверяется возможность выполнения неселективной отсечки без выдержки времени, отстроенной от к. з. в конце защищаемой линии Л1, ток срабатывания которой по условию (1-11)

$$I_{c. o. 5-1} \geq k_n I_{K3}^{(3)} = 1,2 \cdot 900 = 1080 \text{ А.}$$

Убеждаемся, что при этом отсечка надежно отстроена от бросков тока намагничивания трансформаторов и от тока к. з. за трансформатором подстанции Б на ответвлении.

Проверяется возможность успешного АПВ линии при к. з. в трансформаторе подстанции Б, для чего определяется время плавления ($t_{пл}$) плавкой вставки с $I_{вс. ном} = 75$ А предохранителя типа ПСН-35 при расчетном токе, равном по формуле (1-37) $I_{c. o} / (1,3 \div 1,4) \approx 800$ А. По типовым характеристикам ПСН-35 [10] $t_{пл} \approx 0,04$ с. Общее время отключения линии при действии отсечки не менее 0,1 с, следовательно, при необходимости неселективная отсечка может быть использована в сочетании с АПВ линии. Зона действия неселективной отсечки охватывает 55 % длины линии (показано штрихами на рис. 3-1, б).

4. Рассчитывается ток срабатывания отсечки 5-2 с выдержкой времени 0,5 с по условию (1-4) согласования чувствительности с мгновенными защитами 2 и 3, а также с предохранителями 4 предыдущих элементов.

а. При согласовании чувствительности с отсечкой 3 трансформатора учитывается ток нагрузки неповрежденных элементов (двух трансформаторов подстанций Б и Г по 1 МВ·А каждый):

$$I_{c. o. 5-2} \geq k_{н.с} (I_{c. o. 3} + \sum I_{раб. макс. Б, Г}) = 1,25 (380 + 33) = 520 \text{ А,}$$

где $k_{н.с} = 1,25$ (табл. 1-1); $I_{c. o. 3} = 380$ А (рис. 3-1).

Если трансформатор оборудован дифференциальной защитой, то ток срабатывания отсечки с $t_{c. o} = 0,5$ с выбирается по условию отстройки от к. з. за трансформатором (табл. 1-2).

б. Отсечка 2 на линии Л2 выполнена на реле типа РТ-85 и имеет ток срабатывания, выбранный по условию отстройки от к. з. за трансформатором подстанции Г (точка К7): $I_{c. o. 2} \geq k_n I_{K7} = 1,6 \times 190 = 305$ А. По условию согласования с этой отсечкой, так же с учетом нагрузки, как и в п. «а», ток срабатывания отсечки Л1

$$I_{c. o. 5-2} \geq k_{н.с} (I_{c. o. 2} + \sum I_{раб. макс. Б, В}) = \\ = (1,3 \div 1,4) (305 + 43) = 450 \div 490 \text{ А,}$$

где $\sum I_{раб. макс. Б, В} = (1000 + 1600) / (\sqrt{3} \cdot 35) = 43$ А.

в. Плавкая вставка с $I_{вс. ном} = 75$ А предохранителя 4 типа ПСН-35 при токе $I_{расч} = 490$ А/1,3 обеспечивает отключение к. з. в трансформаторе подстанции Б через $t = t_{пл} + t_{гор} = 0,2 + 0,15 = 0,35$ с

Для создания необходимой степени селективности следует либо увеличить время срабатывания отсечки 5-2 до $t \geq 0,9$ с, либо увеличить ее ток срабатывания. Принимается $t_{c. o. 5-2} = 0,9$ с при $I_{c. o. 5-2} = 490$ А (рис. 3-2). Коэффициент чувствительности, определенный при двухфазном к. з. в конце линии Л1 по выражению (1-5а), более 1,5.

5. Рассчитывается максимальная токовая защита 5-3. Для выбора тока срабатывания по условию (1-1) необходимо определить значение коэффициента $k_{сзн}$. Если среди потребителей питасмых подстанций нет промышленных предприятий и крупных механизированных ферм, птицефабрик и т. д., то можно, по аналогии с расчетом защиты линий 6 и 10 кВ в сельскохозяйственных районах (§ 1-4), считать $k_{сзн} \approx 1,2 \div 1,3$. В иных случаях коэффициент $k_{сзн}$ вычисляется приближенным методом (примеры 1-20—1-22 и 3-3). В данном примере $k_{сзн} = 1,8$, $I_{раб. макс} = \sum I_{ном. тр} = 59,5$ А и по условию (1-1) $I_{c. з. 5-3} = 146$ А (соображения о выборе $I_{раб. макс}$ при-

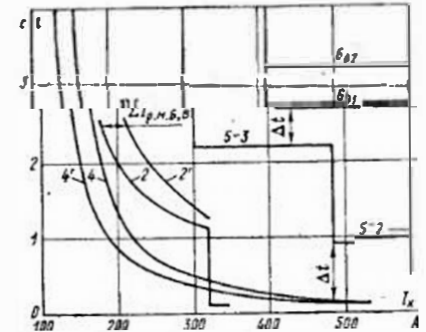


Рис. 3-2. Карта селективности к приему 3-1 (расчетная схема на рис. 3-1) Токи приведены к напряжению 35 кВ

$$I_{c. o. 5-3} \geq k_{н.с} (I_{c. o. 2} + \sum I_{раб. макс. Б, В}) = \\ \text{где } k_{н.с} = 1,3 \div 1,4$$

быть выбрано на ступени чувствительности 2.

Поэтому выбираются $I_{с.з.з} = 300$ А и $t_{с.з.з} = 2,2$ с, для которых обеспечивается ступень селективности Δt с предыдущей защитой 2 с учетом тока нагрузки неповрежденных предыдущих элементов (подстанций Б и В). При выбранном $I_{с.з}$ коэффициент чувствительности защиты 5-3 в основной зоне (точке К4) равен 2,5, а в зоне резервирования (К6) — 2, что соответствует требованиям [1]. За трансформаторами к. з. не резервируются, что допускается [1].

Сравнивая уставки второй и третьей ступеней максимальной защиты линии Л1, можно отметить, что эти ступени дополняют друг друга: отсечка 5-2 ускоряет отключения к. з. на линии, а максимальная защита 5-3, имея меньший ток $I_{с.з}$, выполняет функции резервной защиты. Защиту 6 (рис. 3-2) можно выбрать с $t_{с.з.б} = 1,4$ с (вместо 2,7 с), если согласовать ее по току со второй ступенью защиты 5 (490 А).

6. Производится расчетная проверка трансформаторов тока защиты 5 в объеме § 1-3.

а. Проверка на 10 %-ную погрешность до дешунтирования ЭО. Определяется по выражению (1-15) кратность k_{10} при токе срабатывания той ступени, которая надежно защищает всю линию: $k_{10} = 1,1 \cdot 490 / 150 = 3,6$. По кривой предельных кратностей для трансформаторов тока типа ТВД-35 МКП [14] при $n_T = 150/5$ определяется значение $z_{н. доп} = 1,2$ Ом (таким же образом, как показано на рис. 1-13, б). Для двух последовательно включенных обмоток $z_{н. доп} = 2,4$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка трансформаторов тока для двухфазной схемы защиты (неполная звезда) по табл. 1-5 $z_{н. расч} = 2r_{пр} + z_{р. ф} + z_{р. обр} + r_{нер} = 2 \cdot 0,29 + 0,215 + 0,005 + 0,1 = 0,9$ Ом. Сопротивление реле, включенных в фазный провод, складывается из сопротивлений промежуточного реле РП-341, токового реле времени РВМ-12 (0,1 Ом каждое) и трех токовых реле РТ-40 (для запаса принимается утроенное сопротивление реле третьей ступени $3 \cdot 0,5/10^2 = 0,015$ Ом, где 0,5 В·А — потребляемая мощность реле [12]). Таким образом, $z_{р. ф} = 0,215$ Ом. Сопротивление одного токового реле, включенного в обратный провод, $z_{р. обр} = 0,005$ Ом. Сопротивление алюминиевых проводов при длине 40 м и сечении 4 мм² по выражению (1-22) равно 0,29 Ом. Поскольку расчетная нагрузка оказалась меньше допустимой, полная погрешность ϵ трансформаторов тока до дешунтирования ЭО не превышает 10 %.

б. Для проверки чувствительности ЭО по выражению (1-8) определяется действительная погрешность трансформаторов тока в режиме после дешунтирования ЭО. При токе надежного срабатывания ЭО предельная кратность $k_{10} = 1,8 \cdot 5 \cdot 30 / 150 = 1,8$. По той же кривой предельных кратностей определяется $z_{н. доп} = 1,7$ Ом, а для двух обмоток $z_{н. доп} = 3,4$ Ом. Фактическая расчетная нагрузка после дешунтирования возрастает на $z_{ЭО} = 0,8 \cdot 58/5^2 = 1,85$ Ом, где $S = 58$ В·А — потребляемая мощность ЭО (реле РТМ), 5 А — ток срабатывания ЭО (РТМ), 0,8 — коэффициент, учитывающий, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит раньше, чем сердечник

реле поднимется до упора и сопротивление реле станет равным $58/5^2 = 2,3$ Ом (при верхнем положении сердечника [14].) После дешунтирования $z_{н. расч} = 0,9 + 1,85 = 2,75$ Ом, что меньше допустимого (3,4 Ом) и, следовательно, ϵ и f меньше 10 %. По выражению (1-8) $k_{ч. ЭО} = 0,865 \cdot 900 : 5 \cdot 30 = 5 > 1,8$ при к. з. в конце защищаемой линии Л1, 4 — при к. з. в конце резервируемой линии Л2, но меньше 1 при двухфазных к. з. за трансформаторами подстанций Б, В, Г со стандартными схемами соединения обмоток ∇/Δ (по табл. 2-4 $k_y = 2$). Чувствительность реле РП-341 определяется по выражению (1-7). В целом максимальная токовая защита 5 не резервирует к. з. за указанными трансформаторами, что вынужденно допускается [1].

в. Расчетная проверка надежной работы контактов реле РТ-40 при к. з. в начале линии производится для реле той ступени, у которой наименьший ток срабатывания и, следовательно, наибольшая кратность тока $k_{макс}$. По выражению (1-18) коэффициент $A = 1500 / (1,1 \cdot 300) = 4,54$, а $f > 50$ % (рис. 1-14). В этом случае следует определить A по выражению (1-18а), в котором $k_{10/доп} = 9$, что соответствует фактической нагрузке $0,5z_{н. расч} = 0,5 \cdot 0,9 = 0,45$ Ом (при двух последовательно включенных одинаковых обмотках трансформаторов тока ТВД-35 МКП). Кратность $k_{макс} = 1500/150 = 10$, $A = 10/9 = 1,1$, $f \approx 10$ %. Таким образом, реле РТ-40 всех ступеней защиты 5 будут работать надежно.

г. Проверка по условиям (1-19) и (1-20): $U_{2 макс} = \sqrt{2} \cdot 10 \cdot 5 \times 2,75 = 194$ В < 1400 В, где $k_{макс} = 10$, $z_{н. расч} = 2,75$ Ом — п. «б» и «в».

7. Проверяется выполнение условия (1-9): $I_{2 к. макс} = 1500/30 = 50$ А < 150 А. С учетом выполнения условий (1-7) и (1-8) можно сделать заключение о допустимости применения для защиты 5 схемы с дешунтированием ЭО.

8. Оформляются результаты расчета и выдается задание на наладку защиты.

Пример 3-2. В этом примере без подробного расчета показывается возможность использования токовых отсечек без выдержки и с выдержкой времени для общего снижения уставок по току и по времени защит в сети 35 кВ (рис. 3-3, а). При небольших уставках по току целесообразно использовать максимальные защиты с зависимой характеристикой на реле РТ-85, которые значительно проще выполняются, чем защиты с независимой характеристикой, на переменном оперативном токе и, кроме того, более удачно сочетаются с плавкими предохранителями трансформаторов 35 кВ.

На карте селективности (рис. 3-3, б) построена расчетная характеристика плавкой вставки с $I_{р. ном} = 50$ А предохранителя П-35 (сдвинутая вправо на 20 % по отношению к заводской типичной характеристике [9, 10]). Ступень селективности между характеристиками 1 и 2 обеспечивается при всех практически возможных токах к. з. на стороне 35 кВ трансформатора. Однако при больших токах к. з. в случаях повреждения внутри трансформатора всегда может иметь место неселективная работа защиты линии

35 кВ, о чем говорилось в § 1-4 в отношении ВЛ 6 и 10 кВ (рис. 1-22). Селективность действия защит 2, 3, 4 обеспечивается при всех возможных значениях токов к. з. (рис. 3-3, б). При согласовании уставок защит 3 и 2, а также 4 и 3 учтены токи нагрузки неповрежденных элементов соответствующих подстанций, как и в предыдущем примере.

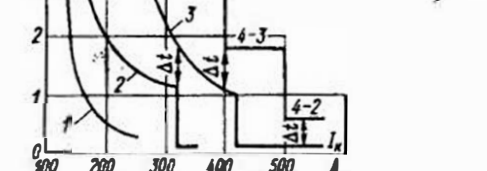
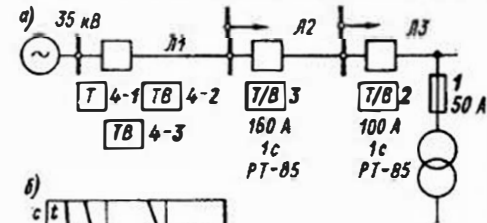


Рис. 3-3. Схема сети (а) и карта селективности (б) к примеру 3-2

Токи приведены к напряжению 35 кВ

расчетной схемы в омах, отнесенных к напряжению 110 кВ, приведены ниже:

Система, макс/мин (задано)	12/16
ВЛ 110 кВ Л1 25 км, АС-120	6.7 + j10
ВЛ 110 кВ Л2 20 км, АС-120	5.4 + j8
Трансформаторы подстанций В и В	170/110

Сопротивления трансформаторов вычислены по формулам (2-8) и (2-7) с учетом РПН ($\Delta U_{РПН} = \pm 10\%$).

Решение и е. 1. Вычисляется приближенным методом коэффициент самозапуска $k_{сзп}$ (пример (1-20) с учетом того, что на подстанциях В и В обобщенная нагрузка (промышленная), для которой $x_{*нагр} = 0,35$ [16]). Схема замещения представлена на рис. 3-4, б. Сопротивление нагрузки (при $S_{раб. макс} = S_{н.н. 1р}$) определяется по выражению (2-15): $x_1 = x_4 = 375$ Ом, приведенным к напряжению 110 кВ.

Относительно небольшие активные сопротивления линий не учитываются. Производятся преобразования схемы замещения: $x_8 = x_1 + x_2 + x_3 = 375 + 110 + 8 = 493$ Ом; $x_9 = x_4 + x_5 = 375 + 110 = 485$ Ом; $x_{10} = x_8 / x_9 = 493 \cdot 485 / (493 + 485) = 244$ Ом; $x_2 = x_{10} + x_6 + x_7 = 244 + 10 + 12 = 266$ Ом.

Ток самозапуска в соответствии с формулой (2-13)

$$I_{сзп} = 110\,000 / (\sqrt{3} \cdot 266) = 239 \text{ А.}$$

Определяются минимальные напряжения на шинах 10 кВ подстанций В и В в начале самозапуска. Для этого производится токораспределение в схеме замещения (рис. 3-4, б):

$$U_{мин В, 110} = \sqrt{3} I_{сзп} x_{10} = \sqrt{3} \cdot 239 \cdot 244 = 101\,000 \text{ В.}$$

Токи самозапуска через трансформаторы: подстанции В

$$I_{сзп В} = 101\,000 / (\sqrt{3} \cdot 485) = 121 \text{ А;}$$

подстанции В

$$I_{сзп В} = 101\,000 / (\sqrt{3} \cdot 493) = 118 \text{ А;}$$

для проверки $I_{сзп} = 121 + 118 = 239 \text{ А.}$

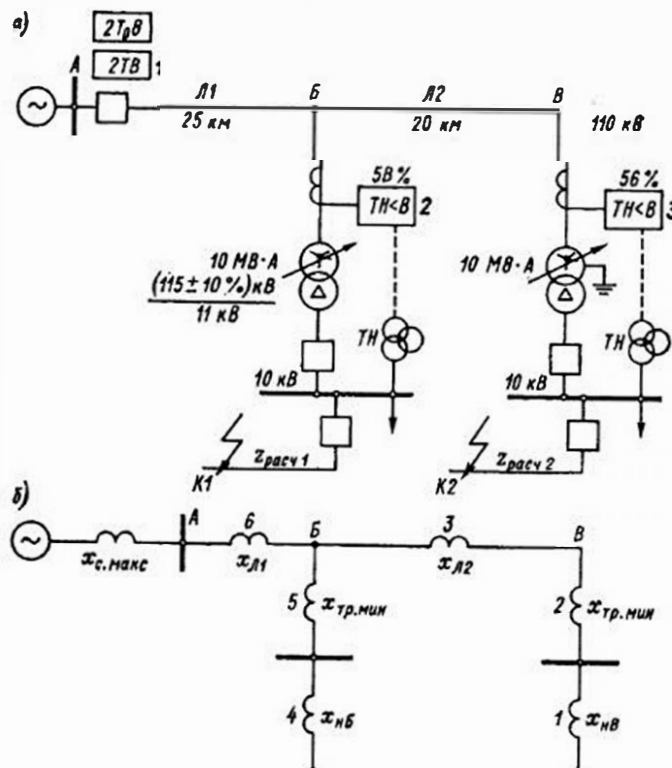


Рис. 3-4. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру (3-3)

Сопротивления приведены к напряжению 110 кВ

Минимальные напряжения в начале самозапуска на шинах 10 кВ подстанций:

$$U_{мин Г, 10} = \sqrt{3} \cdot 121 \cdot 375 \cdot 11 / 103,5 = 8350 \text{ В;}$$

$$U_{мин В, 10} = \sqrt{3} \cdot 118 \cdot 375 \cdot 11 / 103,5 = 8150 \text{ В.}$$

Полученные значения $U_{мин}$ показывают, что самозапуск обеспечивается.

Напряжения срабатывания пусковых органов напряжения малых токовых защит 2 и 3 трансформаторов подстанций В и В

выбраны с помощью (2-21): $U_{*c.з.2} = 0,58$; $U_{*c.з.3} = 0,56$ (при $k_n = 1,2$; $k_{н.с.з} = 1,15$).

2. Выбирается ток срабатывания максимальной токовой защиты I .

а. По условию (1-2): $I_{c.з.1} \geq k_n I_{c.зп} = 1,15 \cdot 239 = 275$ А.

б. По условию (1-4) согласования по току с предыдущей защитой $2 I_{c.з.1} \geq k_{н.с} (I_{c.з.2} + I_{р.аб. макс. В}) = 1,1 (85 + 56) = 155$ А, где $I_{c.з.2} \approx 1,5 I_{ном. тр. Б}$ (защита с пуском по напряжению).

3. Поскольку защита I при $I_{c.з.1} = 275$ А чувствительна к к. з. за трансформаторами подстанций $Б$ и $В$, а максимальные токовые защиты 2 и 3 этих трансформаторов выполнены с пусковыми органами напряжения, необходимо ток срабатывания защиты I дополнительно согласовать по чувствительности с пусковыми органами напряжения защит 2 и 3 , так как при отказе из-за низкой чувствительности любого из органов — токового или напряжения — защиты 2 и 3 будут бездействовать. Согласование производится с учетом активного переходного сопротивления в месте к. з. в следующем порядке [26].

а. Рассматривается *металлическое* трехфазное к. з. на одном из элементов низшего напряжения подстанции $Б$ в точке $K1$ (рис. 3-4, а), где пусковой орган напряжения защиты 2 имеет еще достаточную чувствительность. Сопротивление до точки $K1$

$$Z_{расч1} = Z_{c.з} \frac{U'_{*c.з}}{1 - U'_{*c.з}}, \quad (3-1)$$

где $Z_{c.з}$ — наименьшее сопротивление системы (включая линию и трансформатор) до места установки трансформатора напряжения ТН, от которого питается пусковой орган напряжения максимальной защиты, с которой производится согласование, Ом; $U'_{*c.з}$ — напряжение срабатывания этого органа напряжения, уменьшенное для надежности в $k_n = 1,1 \div 1,2$ раза.

Для защиты 2 $U'_{*c.з} = 0,58/1,1 = 0,53$. Сопротивление $Z_{c.з} = jX_{с. макс} + r_{л1} + jX_{д1} + i_{к тр. мин} = 6,7 + j132$ Ом (рис. 3-4); $z_{c.з} = 132$ Ом; $\varphi_{д} = 87^\circ \approx 90^\circ$. Тогда по формуле (3-1)

$$z_{расч1} = 132 \frac{0,53}{1 - 0,53} = 149 \text{ Ом.}$$

Максимальный ток при металлическом трехфазном к. з. в точке $K1$

$$I_{к. мет} = \frac{U_{о. ном}}{\sqrt{3} (z_{c.з} + z_{расч1})} = \frac{110000}{\sqrt{3} (132 + 149)} \approx 226 \text{ А.}$$

б. Рассматривается трехфазное к. з. через *переходное активное сопротивление* (электрической дуги) за тем же трансформатором подстанции $Б$, поскольку по мере увеличения активной составляющей сопротивления до места к. з. условия согласования защит 1 и 2 ухудшаются из-за того, что через защиту 1 проходит больший ток, чем при соответствующем металлическом к. з. Этот больший ток к. з. можно представить как

$$I_{у макс} = k_{ток} I_{к. мет} \quad (3-2)$$

где $k_{ток} > 1$ — коэффициент, показывающий увеличение тока через защиту I при расчете с учетом переходного активного сопротивления по сравнению с расчетом при металлическом к. з.

На рис. 3-5, а приведены зависимости $k_{ток}$ от напряжения срабатывания $U_{*c.з}$ предыдущей защиты, выраженного в долях от

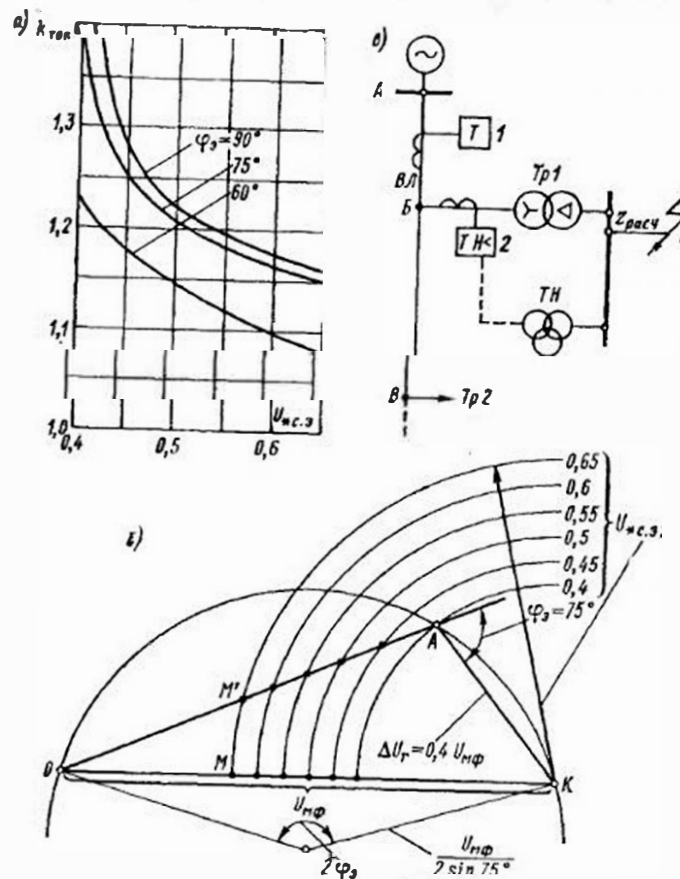


Рис. 3-5. Кривые $k_{ток} = f(U_{*c.з})$ для $\varphi_{з}$, равного 60, 75 и 90° (а), диаграмма падений напряжения в сопротивлениях до точки к. з. при $\varphi_{з} = 75^\circ$ (б) и схема сети (в) к примеру 3-3

ответствующего междуфазного напряжения. Кривые $k_{ток} = f(U_{*c.з})$ построены для трех характерных значений $\varphi_{з} = 60, 90^\circ$ [26].

На рис. 3-5, б приведена диаграмма падений напряжения до точки к. з., позволяющая графически определить значения $k_{ток}$. Основание треугольника падения напряжения OK представляет собой геометрическую сумму падений напряжения в линиях, трансформаторе и электрической дуге, равному междуфазному напряжению (э. д. с.) системы. Сторона OA представляет собой падение напряжения в сопротивлениях системы, линий и трансформатора, сторона AK — падение напряжения в активном сопротивлении дуги, которое принято максимально возмож-

ным: $\Delta U_r = 0,4U_{\text{мф}}$ [6]. Приняв $\varphi_0 = 75^\circ$ (рис. 3-5, б), считаем, что это угол сопротивления цепи система — линия—трансформатор. Проведенные из точки к. з. К дуги с радиусами, равными $U_{\text{с.з.}}$, отсекают отрезки OM и OM' , которые представляют собой падения напряжения в сопротивлениях от нулевой точки системы (0) до места включения пускового органа напряжения соответственно при металлическом к. з. и к. з. через активное сопротивление в условиях, когда реле напряжения начинает отказывать. Поскольку суммарное сопротивление от нулевой точки системы до места установки пускового органа напряжения при этом не меняется, отношение $OM'/OM = k_{\text{ток}}$.

В рассматриваемом примере (рис. 3-5, а) для $\varphi_0 = 90^\circ$ и $U'_{\text{с.з.}} = 0,53 k_{\text{ток}} = 1,2$. Тогда по формуле (3-2) $I_{\text{к. макс}} = 1,2 \cdot 226 = 271$ А.

По выражению, аналогичному (1-4),

$$I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{н.с}} (I_{\text{к. макс}} + I_{\text{раб. макс в}}) = 1,1 (271 + 56) = 360 \text{ А.}$$

Здесь $I_{\text{к. макс}}$ и $I_{\text{раб. макс}}$ могут складываться арифметически по следующим соображениям. При $\Delta U_r = 0,4U_{\text{мф}}$ и при максимальном значении $\varphi_0 = 90^\circ$ угол сдвига фаз $\varphi_{\text{к}}$ между напряжением и током $I_{\text{к. макс}}$ составляет 66° (за счет активного переходного сопротивления в месте к. з.). При $\varphi_0 < 90^\circ$ угол $\varphi_{\text{к}} < 66^\circ$. Учитывая, что $\varphi_{\text{раб}} \approx 30 \div 40^\circ$, ошибка при арифметическом сложении составит не более 5% в сторону увеличения надежности согласования. Коэффициент $k_{\text{н.с}}$ берется из табл. 1-1.

в. Таким же образом производится выбор тока срабатывания максимальной защиты I по условию согласования с пусковым органом напряжения защиты З (рис. 3-4): $U'_{\text{с.з.}} = 0,56/1,1 = 0,51$; $z_{\text{с.з.}} \approx x_{\text{с.з.}} = 140$ Ом; $\varphi_{\text{л}} = 90^\circ$; по формуле (3-1) $z_{\text{расч.з.}} = 140 \cdot 0,51 / (1 - 0,51) = 146$ Ом; $I_{\text{к. мет}} = 110\,000 / \sqrt{3} (140 + 146) = 222$ А. Из рис. 3-5, а для $\varphi_0 = 90^\circ$ и $U'_{\text{с.з.}} = 0,51$ определяется $k_{\text{ток}} = 1,21$. Тогда по формуле (3-2) $I_{\text{к. макс}} = 1,21 \times 222 = 268$ А. По выражению, аналогичному (1-4), $I_{\text{с.з.}} \geq k_{\text{н.с}} (I_{\text{к. макс}} + I_{\text{раб. макс в}}) = 1,1 (268 + 56) = 355$ А.

г. Принимается большее из полученных значений $I_{\text{с.з.}} = 360$ А (значительно выше, чем выбранное в п. 2 этого примера, — 275 А). Определяются коэффициенты чувствительности защиты I по выражению (1-5а). При к. з. в основной зоне на Л1 + Л2 $k_{\text{ч}} \gg 1,5$. При к. з. в зоне резервирования, например за трансформатором подстанции Б (при трехрелейной схеме защиты I) $k_{\text{ч}}^{(3)} = k_{\text{ч}}^{(2)} = I_{\text{к. мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з.}} = 370/360 = 1,03 < 1,2$ [1], где $I_{\text{к. мин}}^{(3)}$ определяется по выражению, аналогичному (2-11). При других значениях напряжения системы и соответствующих положениях регулятора РПН трансформатора подстанции Б $k_{\text{ч. рез}}$ будут выше.

В подобных расчетах переходное активное сопротивление должно учитываться, главным образом, при выполнении пускового органа напряжения предыдущих защит трансформаторов по схеме 2-11, б. При комбинированном пусковом органе (рис. 2-11, а) в рассматриваемых случаях наиболее вероятно срабатывание фильтра-реле обратной последовательности, поскольку к. з. через переходные сопротивления системы скорее всего являются несимметричными.

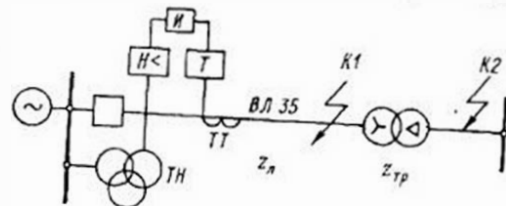
4. Выбор времени срабатывания максимальной токовой защиты I, проверка трансформаторов тока в объеме § 1-3, определение допустимости применения схемы с дешунтированием ЭО производятся так же как в примере 3-1.

3-2. КОМБИНИРОВАННАЯ ОТСЕЧКА ПО ТОКУ И НАПРЯЖЕНИЮ

1. Основные условия расчета

При небольшой длине линии и большой мощности подключенных к линии трансформаторов простые токовые отсечки недостаточно эффективны. Применение комбинированной отсечки [3] позволяет произвести отстройку от к. з. за трансформатором по напряжению.

Рис. 3-6. Схема блока линия — трансформатор, защищаемого с помощью комбинированной отсечки по току и напряжению ($TN <$)



Ток срабатывания отсечки выбирается из условия обеспечения достаточной чувствительности при двухфазном металлическом к. з. в конце защищаемой зоны в минимальном режиме (точка К1 на рис. 3-6):

$$I_{\text{с.о.}} = I_{\text{к. мин}}^{(2)} / k_{\text{ч. Т}}, \quad (3-3)$$

где $k_{\text{ч. Т}}$ — коэффициент чувствительности отсечки по току, принимаемый равным 1,5 [1].

С помощью выражения (1-2) проверяется, обеспечивает ли выбранный ток $I_{\text{с.о.}}$ надежную отстройку от токов самозапуска в режиме АПВ при неисправности в цепях напряжения. Напряжение срабатывания выбирается таким образом, чтобы оно было меньше остаточного напряжения в месте установки отсечки при прохождении по защищаемой линии тока к. з., равного по значению току срабатывания отсечки:

$$U_{\text{с.о.}} \leq \sqrt{3} I_{\text{с.о.}} (z_{\text{л}} + z_{\text{тп}}) / k_{\text{н.}} \quad (3-4)$$

где $k_{\text{н.}} = 1,2 \div 1,3$; $z_{\text{л}}$, $z_{\text{тп}}$ — сопротивления линии и трансформатора (рис. 3-6).

При таком выборе $U_{\text{с.о.}}$ обеспечивается бездействие отсечки при к. з. за трансформатором (точка К2 на рис. 3-6) в любых режимах. При токах к. з., больших, чем $I_{\text{с.о.}}$, будет выше $U_{\text{ост}} = \sqrt{3} I_{\text{с.о.}} (z_{\text{л}} + z_{\text{тп}})$ и отсечка не будет работать по напряжению. При токах $I_{\text{к}} < I_{\text{с.о.}}$ (к. з. через переходное сопротивление) отсечка не работает по току.

Чувствительность отсечки по напряжению (пусковые реле напряжения включены по схеме 2-11, б) проверяется при к. з. в конце

защищаемой линии (точка К1). Остаточное напряжение в месте установки отсечки должно быть не менее чем в 1,5 раза ниже $U_{c.o.}$, т. е.

$$k_{ч.н} = U_{c.o.}/U_{ост} \geq 1,5. \quad (3-5)$$

Остаточное напряжение $U_{ост}$ определяется в максимальном режиме питающей системы. В минимальном режиме остаточное напряжение будет меньше и, следовательно, $k_{ч.н}$ выше.

Напряжение срабатывания комбинированной отсечки, полученное по выражению (3-4), должно находиться в пределах

$$U_{c.o.} = (0,15 \div 0,65) U_{ном}. \quad (3-6)$$

Нижний предел определяется минимальной уставкой стандартных реле напряжения (влияние сопротивления электрической дуги в месте к. з. для защит без выдержки времени не учитывается), а верхний — необходимостью отстройки от возможных снижений напряжения в сети:

$$U_{c.o.} \leq U_{рав. мин.}/(k_n k_r) \approx 0,9 U_{ном}/(1,2 \cdot 1,2) \approx 0,65 U_{ном}. \quad (3-7)$$

где k_n , k_r — коэффициенты надежности и возврата минимальных реле напряжения серии РН-50 [12].

Верхний предел $U_{c.o.}$, вычисленный по формуле (3-6), ограничивает область применения комбинированных отсечек.

2. Пример расчета комбинированной отсечки по току и напряжению

Пример 3-4. Выбираются уставки комбинированной отсечки по току и напряжению на линии 35 кВ длиной 5 км, работающей в блоке с трансформатором 6,3 МВ·А (рис. 3-7).

Решение 1. Рассчитываются токи к. з. в максимальном и минимальном режимах по данным, приведенным на расчетной схеме (рис. 3-7). Результаты расчета указываются на схеме. Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

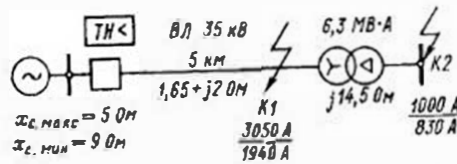


Рис. 3-7. Расчетная схема к примеру 3-4

ражению (1-11) $I_{c.o.} \geq k_n I_{к. макс} = 1,4 \cdot 1000 = 1400$ А. Коэффициент чувствительности по формуле (1-5а) $k_{ч.н}^2 = 0,865 \times \times 1940/1400 = 1,2 < 1,5$. Следовательно, простая токовая отсечка не может быть использована как основная защита линии.

3. Выбирается ток срабатывания комбинированной отсечки по выражению (3-3):

$$I_{c.o.} = 0,865 \cdot 1940/1,5 = 1100 \text{ А.}$$

Проверяется отстройка от токов самозапуска в режиме АПВ линии (для случая неисправности цепей напряжения) по

выражению (1-2): $I_{c.o.} > k_n k_{слп} I_{раб. макс} = 1,2 \cdot 3 \cdot 104 = 375$ А, где

$$I_{раб. макс} = I_{ном. тр} = 6300/(\sqrt{3} \cdot 35) = 104 \text{ А.}$$

Отстройка обеспечивается.

4. Выбирается напряжение срабатывания отсечки по выражению (3-4):

$$U_{c.o.} \leq \sqrt{3} \cdot 1100 (2,6 + 14,5)/(1,2 \div 1,3) = 26000 \div 24000 \text{ В,}$$

что составляет 0,75—0,68 номинального напряжения (35 кВ). Поэтому принимается согласно формуле (3-6) $U_{c.o.} = 0,65 U_{ном} = = 22800$ В.

Определяется коэффициент чувствительности отсечки по напряжению по выражению (3-5):

$$k_{ч.н} = 22800/13700 = 1,66 > 1,5,$$

где $U_{ост} = \sqrt{3} I_{к. макс} Z_{л} = \sqrt{3} \cdot 3050 \cdot 2,6 = 13700$ В.

Следовательно, комбинированная отсечка по току и напряжению, имеющая $k_{ч.т}$ и $k_{ч.н} \geq 1,5$, может быть использована в качестве основной защиты линии. При относительно простом выполнении комбинированная отсечка обеспечивает мгновенную селективную защиту линии и частично трансформатора.

Однако область применения комбинированных отсечек ограничивается линиями небольшой протяженности. При тех же данных (пример 3-4), но при длине линии 10 км отсечка уже получается малоэффективной ($k_{ч.н} \approx 1,15$).

На последующих трансформаторах, питающих линии с комбинированными отсечками, максимальные токовые защиты с пуском по напряжению должны иметь пусковой орган, выполненный по схеме 2-11, б, что позволит произвести согласование этих защит только по напряжению. При установке на последующем трансформаторе более чувствительного, комбинированного, пускового органа (рис. 2-11, а) необходимо производить согласование этих защит по току (при металлическом к. з.).

3.3. ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА ОДИНОЧНЫХ ЛИНИЙ 35 И 110 КВ С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ

1. Основные условия расчета

Расчетные условия и выражения для выбора уставок дистанционных защит всех типов отечественного производства для линий 35—330 кВ приведены в [3, 6, 37]. Здесь рассматриваются расчеты дистанционных защит только для одиночных линий с односторонним питанием напряжением 35 и 110 кВ, имеющих ответвления без источников питания (рис. 3-8). Защита 2 установлена в предположении, что в ремонтном режиме или после АВР возможно питание со стороны подстанции Б.

Расчет дистанционной защиты заключается в определении сопротивлений срабатывания, выдержек времени и

чувствительности каждой из ступеней защиты и пусковых органов (которые обычно выполняют и функции последней, резервной, ступени), а также параметров срабатывания, чувствительности и типа устройства блокировки защиты при качаниях. Приведенные ниже расчетные выражения для линий с ответвлениями легко могут быть использованы и для расчета уставок защит линий без ответвлений и блоков линия — трансформатор.

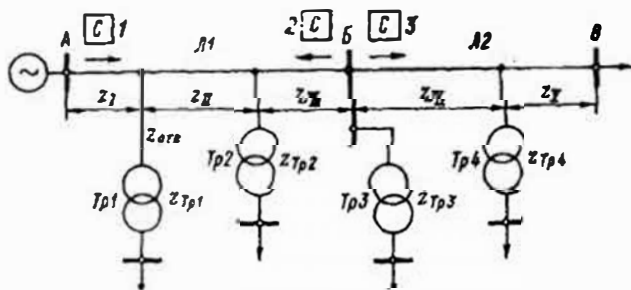


Рис. 3-8. Схема линии с ответвлениями (все трансформаторы подключены с помощью автоматических отделителей и снабжены короткозамыкателями)

С — дистанционная направленная защита

1. Первая ступень дистанционной защиты. Первичные сопротивления срабатывания рассчитываются для металлических к. з. по следующим условиям (для Л1, рис. 3-8):

а) по условиям отстройки от к. з. за трансформатором ответвлений

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_I + z_{отв} + z_{Тр.1 \text{ мин}}); \quad (3-8)$$

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{Тр.2 \text{ мин}}), \quad (3-9)$$

где $z_{Тр. \text{ мин}}$ определяется по формуле (2-7);

б) по условию отстройки от к. з. на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии (подстанция Б),

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{III}). \quad (3-10)$$

Сопротивление срабатывания $z_{с.з.1}^I$ принимается равным меньшему из полученных значений по этим условиям.

При большой мощности трансформатора на ответвлении, расположенном вблизи места установки защиты, условия (3-8) и (3-9) могут явиться определяющими, т. е. потребовать уменьшения сопротивления первой ступени. Это возможно, если

$$z_{Тр. \text{ мин}} < z_{л.1}^I \quad (3-11)$$

где $z_{л.1}^I$ — длина участка линии от места подключения трансформатора на ответвлении до шин противоположной подстанции.

Если трансформаторы на ответвлениях оборудованы быстродействующими защитами, которые вызывают включение короткозамыкателя 35 (110) кВ, то время срабатывания первой ступени дистанционной защиты линии желательно иметь не менее 0,1 с.

Если трансформаторы на отставлениях от линий 35 кВ защищаются плавкими предохранителями типа ПСН-35 (рис. 3-9), выражения (3-8) и (3-9) могут быть применены только в тех случаях, когда при минимальном расчетном значении тока двухфазного к. з. ($I_{к. \text{ расч}}^{(2)}$) в конце зоны действия первой ступени защиты ($z_{с.з.1}^I$) плавкие вставки плавятся за время, не превышающее 0,08 с (при $t_{с.з.1}^I \geq 0,1$ с). В этих случаях неселективное действие первой ступени защиты будет исправлено успешным действием устройства АПВ линии.

Расчетный ток

$$I_{к. \text{ расч}}^{(2)} = I_{к. \text{ мин}}^{(2)} / (k_n' k_n''), \quad (3-12)$$

где $k_n' = 1,1 \div 1,2$ — коэффициент надежности; $k_n'' = 1,2$ — коэффициент, учитывающий точность работы предохранителей [см. выражение (1-37) для предохранителей 10 кВ].

Время плавления вставок предохранителей типа ПСН-35 определяется по типовым защитным характеристикам [10]. При $t_{пл} > 0,08$ с сопротивление $z_{с.з.1}^I$ должно выбираться по условию отстройки от к. з. в месте установки предохранителей трансформатора (рис. 3-9):

$$z_{с.з.1}^I \leq 0,85(z_I + z_{отв}). \quad (3-8a)$$

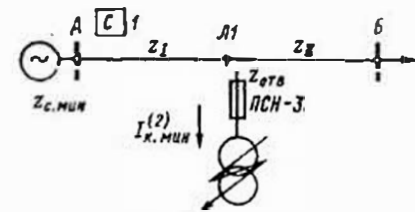


Рис. 3-9. Схема линии с трансформатором на ответвлении при защите трансформатора с помощью плавких предохранителей

2. Вторая ступень. Первичные сопротивления срабатывания определяются по следующим условиям (для линии Л1, рис. 3-8):

а) по условию отстройки от к. з. за трансформаторами ответвлений — по выражениям (3-8) и (3-9); б) по условию согласования с первой ступенью дистанционной защиты предыдущего участка (защита 3, рис. 3-8):

$$z_{с.з.1}^{II} \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{III}) + 0,78z_{с.з.3}^I; \quad (3-13)$$

в) по условию отстройки от к. з. за трансформатором противоположной подстанции (подстанции Б, рис. 3-8):

$$z_{с.з.1}^{II} \leq 0,85(z_I + z_{II} + z_{III} + z_{Тр.3 \text{ мин}}), \quad (3-14)$$

где $z_{Тр. \text{ мин}}$ — определяется по формуле (2-7);

г) по условию согласования чувствительности с предыдущими защитами других типов [6, 26]. Если предыдущая линия (Л2, рис. 3-8), трансформаторы на ответвлениях или трансформаторы противоположной подстанции защищаются токовыми отсечками, $z_{с.з.1}^{II}$ может выбираться по условию согласования чувствительности соответствующей токовой отсечкой:

$$z_{с.з.1}^{II} \leq 0,85(z_{л.1} + z_{расч}), \quad (3-15)$$

где $z_{л.1}$ — сопротивление участка от места установки дистанционной защиты I до места установки защиты (отсечки), с которой производится согласование; $z_{расч}$ — сопротивление зоны, надежно ($k_n \geq 1,1$) охватываемой защитой (отсечкой), с которой производится согласование, в расчетных условиях (при двухфазном к. з. минимальном режиме).

Сопротивление $z_{расч}$ может быть определено аналитически или графически подобно тому, как определяется зона действия токовой отсечки (см. пример 3-5). При этом рассматривается *металлическое* к. з. между двумя фазами, поскольку в случаях замыканий через переходное активное сопротивление надежное согласования дистанционных защит с максимальными токовыми защитами увеличивается. Режим работы системы и сети выбирается такой, при котором ток в месте установки дистанционной защиты наибольший, а в месте установки максимальной отсечки — наименьший. В распределительных сетях 35—110 кВ простой конфигурации согласование чувствительности дистанционной защиты с предыдущей токовой отсечкой (без выдержки и с выдержкой времени), а также с предыдущей *максимальной токовой защитой* может с достаточной точностью производиться по выражению

$$z_{с.з.1}^{II} \leq 0,85 [U_{с. мин. мф} / (2nI_{с.з.2}) - z_{с. мин}], \quad (3-16)$$

где $U_{с. мин. мф}$ — минимальное значение междуфазного напряжения рассматриваемой сети; $I_{с.з.2}$ — ток срабатывания предыдущей токовой защиты 2; 0,85 — коэффициент, учитывающий неточности настройки и работы дистанционной защиты 1 [6]; 1,1 — то же для токовой защиты 2; $z_{с. мин}$ — наибольшее сопротивление системы до места установки дистанционной защиты 1; n — число параллельно работающих одинаковых предыдущих элементов, токовые защиты которых имеют $I_{с.з.2}$ (пример 3-5).

Выражение (3-16) может быть представлено в несколько ином виде:

$$z_{с.з.1}^{II} \leq 0,85 [U_{с. мин. ф} / (1,27nI_{с.з.2}) - z_{с. мин}], \quad (3-16a)$$

где $U_{с. мин. ф}$ — минимальное значение фазного напряжения рассматриваемой сети.

Если предыдущая линия (Л2, рис. 3-8) защищается *комбинированной отсечкой по току и напряжению без выдержки времени* (§ 3-2), то последующая дистанционная защита согласовывается отдельно с токовым органом и органом напряжения отсечки. Для согласования с токовым органом и органом напряжения (3-15) определяется так же, как зона действия токовых отсечек. Для согласования с органом напряжения $z_{расч}$ из формулы (3-15) определяется с помощью выражения (3-1), т. е. при трехфазном *металлическом* к. з., поскольку за время действия мгновенной отсечки сопротивление дуги в месте к. з. не должно достигнуть существенных размеров. Принимается меньшее из полученных по формуле (3-15) сопротивлений срабатывания $z_{с.з.1}^{II}$.

Если предыдущий элемент защищается *максимальной токовой защитой с пусковым органом минимального напряжения и с выдержкой времени*, то согласование последующей дистанционной защиты должно производиться отдельно с токовым органом и с органом напряжения предыдущей защиты, причем согласование с органом напряжения — с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте к. з. [6], поскольку при к. з. через актив-

ное переходное сопротивление зона действия ($z_{расч}$) предыдущего органа напряжения сокращается по сравнению со случаем металлического к. з. в той же точке. Расчет производится следующим образом: а) определяется $z_{расч. мет}$ по формуле (3-1) и вычисляется $z_{с.з. мет}^{II}$ с помощью выражения (3-15), чем обеспечивается согласование защит при металлическом к. з.; б) вычисляется $z_{с.з.1}^{II}$ с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте к. з. по выражениям из работы [6]:

для ненаправленных реле сопротивления (обычно на ВЛ 35 кВ)

$$z_{с.з.1} \leq z_{с.з. мет} k_{сопр}, \quad (3-17)$$

для направленных реле сопротивления (обычно на ВЛ 110 кВ)

$$z_{с.з.1} \leq z_{с.з. мет} k_{сопр} k_{хар}, \quad (3-17a)$$

где $k_{сопр} < 1$ — коэффициент, учитывающий сокращение зоны действия органа минимального напряжения предыдущей защиты при наличии электрической дуги в месте к. з., определяется по расчетным кривым (рис. 3-10, а и б) в зависимости от напряжения срабатывания $U_{с.з.а}$ этого органа минимального напряжения, выраженного в долях от соответствующего номинального междуфазного напряжения; $k_{хар} > 1$ — коэффициент, учитывающий одновременное сокращение зоны действия последующей дистанционной защиты с *направленными* реле сопротивления при наличии того же активного сопротивления дуги в месте к. з., определяется по кривым рис. 3-10, в и г в зависимости от $U_{с.з.а}$ предыдущей защиты и отношения наименьшего сопротивления системы до места установки дистанционной защиты ($z_{с.з.1}$) к сопротивлению защищаемой линии ($z_{ли}$).

Кривые на рис. 3-10 [6] приведены для двух значений сопротивлений электрической дуги, которые определяются падением напряжения на электрической дуге: $\Delta U_d = 0,3U_{мф}$ и $0,4U_{мф}$. Падение напряжения (в киловольтах) на электрической дуге может быть приближенно определено по выражению [6]:

$$\Delta U_d = 1,05l, \quad (3-18)$$

где l — длина дуги с учетом ее «раздувания» за время действия защиты, м. При действии предыдущей защиты с временем 0,5—1 с длина дуги может превысить расстояние между фазными проводниками в 2 раза при тихой погоде, в 3—4 раза — при небольшом ветре и в 8—10 раз — при сильном ветре. Очевидно, что в расчетах следует учитывать возможность наибольшего сопротивления дуги (на рис. 3-10 кривые для $\Delta U_d = 0,4U_{мф}$ показаны сплошными линиями).

Кривые на рис. 3-10 построены для двух значений $\varphi_{д}$, равных 60 и 75°. Для *линий* распределительных сетей 35 и 110 кВ (провод АС-120) $\varphi_{д} \approx 60^\circ$ (при этом для направленных реле сопротивления угол максимальной чувствительности реле $\varphi_{м.ч}$ должен быть примерно равен $\varphi_{д}$).

Для согласования защит в цепи *линия—трансформатор* 35 или 110 кВ с достаточной точностью можно пользоваться кривыми

для $\varphi_{л} = 75^\circ$ (рис. 3-10, б и г), поскольку при $\varphi_{л} = 75 \div 90^\circ$ коэффициенты $k_{\text{сопр}}$ и $k_{\text{хар}}$ изменяются незначительно [26].

Согласование с токовым органом предыдущей максимальной токовой защиты производится так же, как с максимальной защитой без пуска по напряжению — по (3-15) или (3-16).

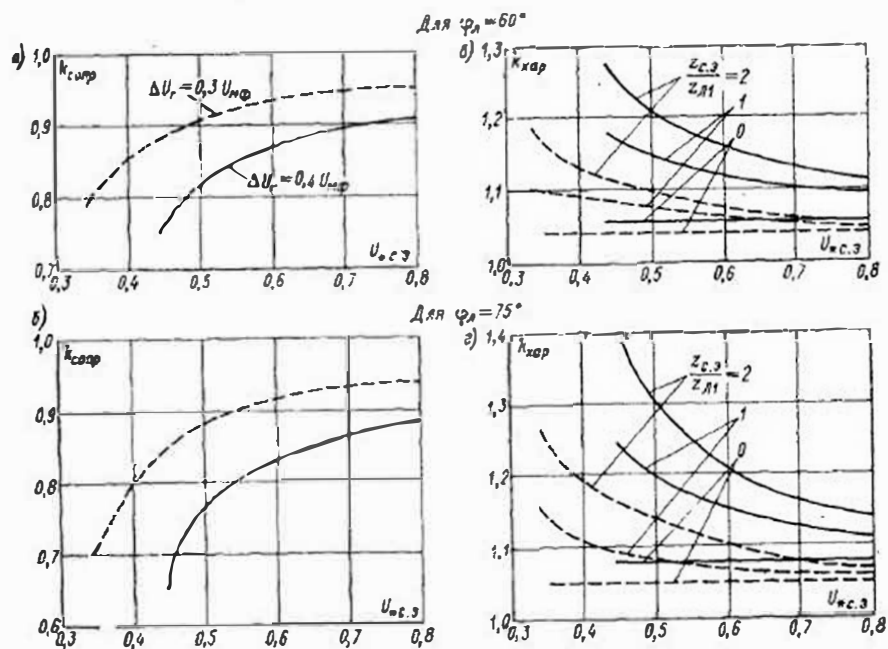


Рис. 3-10. Кривые $k_{\text{сопр}} = f(U_{\text{с.з.}}; \Delta U_r; \varphi_{л})$ — а и б; кривые $k_{\text{хар}} = f(U_{\text{с.з.}}; \Delta U_r; z_{\text{с.з.}}/z_{л1}; \varphi_{л})$ — в и г [6]
для значений $\Delta U_r = 0.4 U_{\text{нф}}$ кривые сплошные; для $\Delta U_r = 0.3 U_{\text{нф}}$ — штриховые

Коэффициент чувствительности второй ступени при металлическом к. з. в конце защищаемого участка (линии Л1 на рис. 3-8)

$$k_4 = z_{\text{с.з.}}^{\text{II}} / z_{л1}. \quad (3-19)$$

При наличии третьей ступени защиты необходимо обеспечить $k_4^{\text{II}} \approx 1,25$; при отсутствии третьей ступени — $k_4^{\text{II}} \approx 1,5$ [1, 6]. Подключение относительно мощных трансформаторов на ответвлениях к ВЛ 35 и 110 кВ может вызвать сокращение второй зоны защиты и снижение k_4^{II} ниже требуемого. Если коэффициент чувствительности соответствует указанным требованиям, то при условии выполнения согласования с быстродействующими защитами предыдущих участков время срабатывания для второй ступени $t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = 0,4 \div 0,5$ с.

Увеличение $t_{\text{с.з.}}^{\text{II}}$ может потребоваться при необходимости согласования со второй ступенью защиты предыдущего участка (если

сопротивление этого участка составляет менее 60 % рассматриваемого, последующего, участка). Тогда в соответствии с рис. 3-8 $t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} + \Delta t$. Увеличение $t_{\text{с.з.}}^{\text{II}}$ может потребоваться и по условию согласования с временем перегорания предохранителей трансформаторов ответвлений при токе $I_{\text{к.расч}}^{\text{II}}$ (см. формулу (3-12) I. при к. з. в конце второй зоны рассматриваемой защиты, тогда (рис. 3-9)

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} = (t_{\text{пл}} + t_{\text{гор}})_{\text{пр}} + \Delta t. \quad (3-20)$$

При выполнении на линии устройства АПВ допускается в выражении (3-20) не учитывать время горения дуги в предохранителе [7].

3. Пусковой орган (третья ступень). В существующих дистанционных защитах пусковой орган выполняется в виде максимальной токовой (направленной или ненаправленной) защиты или дистанционной защиты. К первой группе относятся, например, панели ПЗ-152, ПЗ-3, новое устройство защиты БРЭ-2701 (для линий 35 кВ), ко второй — ПЗ-153, ПЗ-4 (для линий 35 кВ), панели ЭПЗ-1636, новое многофункциональное устройство защиты ШДЭ-2801 (для линий 110 кВ и выше). Условия выбора уставок для токового пускового органа такие же, как для максимальной токовой защиты (§ 3-1). Для дистанционного пускового органа сопротивление срабатывания выбирается из условия несрабатывания (отстройки) при минимальном сопротивлении $z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$ в режиме самозапуска на грузки. Для реле полного сопротивления (ненаправленных, например, в защитах типа ПЗ-153, ПЗ-4) сопротивление срабатывания

$$z_{\text{с.з.}}^{\text{III}} \leq U_{\text{с. мин. мф}} / (\sqrt{3} k_{\text{сэл}} I_{\text{раб. макс}} k_{\text{н}} k_{\text{в}}), \quad (3-21)$$

где $U_{\text{с. мин. мф}}$ — минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, должно определяться расчетом, ориентировочно может быть принято равным $(0,8 \div 0,9) U_{\text{раб. мин}}$; $k_{\text{сэл}}$ — коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей, ориентировочно может приниматься равным 1,5—2,0 в зависимости от конкретных условий и должен уточняться расчетом; $I_{\text{раб. макс}}$ — максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии; $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2; $k_{\text{в}}$ — коэффициент возврата реле (для ненаправленных реле сопротивления в защитах ПЗ-153 $k_{\text{в}} \approx 1,05$, в защитах ПЗ-4 $k_{\text{в}} \geq 1,2$).

Для направленных реле сопротивления, у которых угол максимальной чувствительности совпадает с углом линии $\varphi_{л}$ (защиты ВЛ 110 кВ),

$$z_{\text{с.з.}}^{\text{III}} \leq \frac{U_{\text{с. мин. мф}}}{\sqrt{3} k_{\text{сэл}} I_{\text{раб. макс}} k_{\text{н}} k_{\text{в}} \cos(\varphi_{л} - \varphi_{\text{раб}})}, \quad (3-21a)$$

где $\varphi_{л}$ и $\varphi_{\text{раб}}$ — углы полного сопротивления соответственно линии и нагрузки в рассматриваемом режиме после отключения внешнего к. з.; $k_{\text{в}} \approx 1,05$.

Однако выбранное по выражениям (3-21) и (3-21a) сопротивление $z_{\text{с.з.}}^{\text{III}}$ может быть, придется уменьшить по условию согласова-

ния с предыдущими защитами линий или трансформаторов. Согласование с последними производится в тех случаях, когда при выбранных по формулам (3-21) или (3-21а) $z_{с.з.}^{III}$, защита может действовать при к. з. за трансформаторами на ответвлениях или на противоположных подстанциях. Условия согласования такие же, как для второй ступени (см. выше). При необходимости обеспечения дальнего резервирования «Правила» [1] допускают не согласовывать чувствительность резервных ступеней защит.

Время срабатывания третьей ступени принимается на ступень Δt больше времени срабатывания третьей ступени предыдущей дистанционной или максимальной защиты, или на ступень Δt больше времени срабатывания второй ступени предыдущей дистанционной защиты при условии согласования с ней сопротивлений срабатывания по выражению, аналогичному (3-13). Согласование по времени является весьма желательным и для третьих ступеней дистанционных защит во избежание их неселективных действий при к. з. через переходное сопротивление на предыдущих элементах.

Коэффициент чувствительности определяется так же, как для второй ступени. Для основного участка необходимо обеспечить $k_{ч} \geq 1,5$, для резервной зоны — $k_{ч} \geq 1,2$. Повреждения за трансформаторами небольшой мощности обычно не удастся резервировать, что допускается «Правилами» [1].

4. Сопротивление срабатывания реле определяется по выражению

$$z_{с.р.} = k_{сх} \frac{n_T}{n_U} z_{с.з.} \quad (3-22)$$

где $z_{с.з.}$ — первичное сопротивление срабатывания защиты (первой, второй или третьей зон); n_T , n_U — коэффициенты трансформации соответственно трансформаторов тока и напряжения; $k_{сх}$ — коэффициент схемы, который при включении реле сопротивления на междуфазные напряжения и разность фазных токов равен 1, а при включении реле сопротивления на междуфазные напряжения и фазные токи равен $\sqrt{3}$ (последнее относится к пусковому органу защит типа ПЗ-153 и ПЗ-4 для ВЛ 35 кВ).

Регулировка уставок реле сопротивления производится ступенчато, изменением числа витков обмоток автотрансформаторов напряжения и трансреакторов. Проверка выбранных уставок по току точной работы производится в зависимости от типа защиты по соответствующим инструкциям.

5. Реле тока нулевой последовательности (РТ₀) дистанционных защит ВЛ 35 кВ типов ПЗ-152 и ПЗ-153 (обозначаемое 9РТ₀). Ток срабатывания реле 9РТ₀ выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса $I_{нб. нзм}$, который может возникнуть при междуфазном к. з. в месте установки защиты за счет погрешностей трансформаторов тока [6]:

$$I_{с.з.} = k_{н} I_{нб. нзм} = k_{н} k_{анер} \varepsilon I_{расч.} \quad (3-23)$$

где $k_{н} = 1,25$ — коэффициент надежности; $k_{анер} = 2$ — коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие анергидической

составляющей тока к. з.); ε — относительная максимально возможная погрешность трансформаторов тока при к. з. в месте установки защиты, может приниматься равной 0,1; $I_{расч.}$ — первичный расчетный ток металлического трехфазного к. з. в месте установки защиты. Если на линии установлена токовая отсечка, $I_{расч.}$ в выражении (3-23) принимается равным току срабатывания отсечки $I_{с.о.}$

Коэффициент чувствительности реле РТ₀ должен быть большим или равным 1,5 при двойном замыкании на землю в конце третьей зоны [6]. Ток двойного замыкания на землю можно приблизительно считать равным току двухфазного к. з. Для повышения чувствительности 9РТ₀ рекомендуется устанавливать реле типа РНТ-565 и при этом в выражении (3-23) можно принимать $k_{анер} = 1$ [6].

В дистанционных защитах ВЛ 35 кВ типа ПЗ-3 и ПЗ-4, согласно заводской информации, аналогичное по назначению реле тока нулевой последовательности РТ₀ выполнено с *торможением от токов фаз А и В* начиная со значений тока, равных $1,4 I_{ном}$. Реле имеет две уставки: 0,5 и 1 А. Выполнение этого реле с торможением позволяет практически всегда принимать без расчета $I_{с.р.} = 0,5$ А, поскольку при этом обеспечивается достаточная чувствительность при двойных замыканиях на землю в пределах зоны действия защиты, а также необходимая отстройка от практически возможного тока небаланса в нулевом проводе защиты при симметричной нагрузке или симметричном токе удаленного к. з., большем или равном $1,4 I_{ном}$. После включения защищаемой линии под нагрузку и обязательного измерения тока небаланса в нулевом проводе защиты ($I_{нб. нзм}$) следует убедиться, что при уставке 0,5 А реле надежно отстроено от возможного тока небаланса, а именно:

$$I_{с.р.} = 0,5 \text{ А} \geq k_{н} I_{нб. нзм} 1,4 I_{ном} / I_{нагр.} \quad (3-24)$$

где $I_{нагр.}$ — ток защищаемой линии (первичный), при котором производилось измерение тока небаланса $I_{нб. нзм}$; $k_{н} = 1,5 \div 2$; $I_{ном}$ — номинальный ток (первичный) трансформаторов тока защищаемой линии (см. пример 3-5).

6. Выбор коэффициента компенсации при двойных замыканиях на землю для ненаправленного дистанционного органа дистанционных защит линий 35 кВ. Дистанционный орган должен реагировать на все виды повреждений в первой и второй зонах, для чего в нем предусмотрены соответствующие переключения в цепях тока и напряжения: при междуфазных к. з. к реле подводится междуфазное напряжение и разность фазных токов, а при двойных к. з. на землю — фазные напряжения и фазные токи с компенсацией тока нулевой последовательности. Коэффициент компенсации (обозначаемый для защит типа ПЗ-152 и ПЗ-153 — k_T , а для защит типа ПЗ-3, ПЗ-4 — k_0) определяется по следующему выражению [6]:

$$k_{T(0)} = (z_0 - z_1) / (3z_1) \quad (3-25)$$

где z_1 , z_0 — сопротивления прямой и нулевой последовательностей защищаемого участка сети 35 кВ.

Для одноцепных линий 35 кВ без грозозащитных тросов $z_0 \approx 3,5z_1$ [16] и $k_{T(0)} \approx 0,83$; для таких же линий с грозозащитным тросом $z_0 \approx 3z_1$ [16] и $k_{T(0)} \approx 0,67$. Средние значения z_0 для других типов линий, а также методика точного определения z_0 приведены в [16]. В схемах защит ПЗ-152 и ПЗ-153 имеется возможность устанавливать значения k_T от 0,4 до 0,95. В защите ПЗ-4 k_0 имеет значения 0,5; 0,67; 0,83 — при всех уставках и дополнительно 0,92 — для уставки, регулируемой в цепях тока, $z_{уст. мин} = 0,6$ Ом на фазу для защит с $I_{2ном} = 5$ А (по заводской информации).

7. Уставки реле комплекта блокировки при «качаниях», используемого лишь в качестве пускового органа защит ВЛ 110 кВ с односторонним питанием, выбираются по возможности минимальными. Если обеспечивается достаточная чувствительность органа тока обратной последовательности при всех видах к. з., орган нулевой последовательности может не использоваться.

2. Примеры расчета дистанционной защиты одиночных ВЛ 35 кВ с ответвлениями и без них

Пример 3-5. Выбираются уставки защит 1, 3, 5 участка сети 35 кВ, показанного на рис. 3-11, а в нормальном режиме работы. Все необходимые расчетные данные приведены на схеме сети.

Решение. 1. Рассчитываются токи трехфазных к. з. в максимальном и минимальном режимах (с учетом активных сопротивлений ВЛ 35 кВ). По результатам расчета строятся кривые 1 и 2 изменения токов к. з. (рис. 3-11, б). Все токи приведены к напряжению 35 кВ.

2. Рассчитывается коэффициент самозапуска; $k_{сап} = 2$. Определяются в условиях самозапуска минимальные напряжения: в месте установки защиты 1 $U_{мин} = 29$ кВ, защиты 3 $U_{мин} = 28,5$ кВ.

3. Выбирается ток срабатывания токовой отсечки 5 линии ЛЗ по условию (1-11) отстройки от к. з. за трансформатором 1,6 МВ·А подстанции Д: $I_{с. 05} = k_{н} I_{к. макс}^{(3)} = 1,4 \cdot 275 = 385$ А, где $k_{н} = 1,4$ (табл. 1-2) — для отсечки на реле типа РТ-40.

4. Выбирается ток срабатывания токовой отсечки 7 трансформатора 1,6 МВ·А подстанции Г: $I_{с. 07} = 1,4 \cdot 290 = 400$ А. При этом $k_{н}^{(2)} \approx 1,9$.

5. Выбирается ток срабатывания селективной токовой отсечки линии Л2 по условию (1-11) отстройки от к. з. в точке В подключения трансформатора ответвления 0,56 МВ·А: $I_{с. 03} = 1,25 \cdot 1280 = 1600$ А. Отсечка защищает более 25 % линии в нормальном (максимальном) режиме (рис. 3-11, б). Коэффициент чувствительности отсечки при к. з. в месте ее установки (на подстанции В) больше 1,2 [11].

6. Производится расчет дистанционной защиты 3 линии Л2. а. Первая ступень. По условию (3-8)

$$z_{с. 03}^1 \leq 0,85(r_1 + jx_1 + jx_{Тр мин}) = 0,85(4 + j4,8 + j130) \text{ Ом};$$

$$z_{с. 03}^1 = 115 \text{ Ом},$$

где $Z_1 = r_1 + jx_1$ — сопротивление участка 12 км между подстанциями Б и В; $jx_{Тр мин} = 130$ Ом для трансформатора мощностью 0,56 МВ·А ($Z_{отв} = 0$).

По условию (3-10) $z_{с. 03}^1 \leq 0,85(z_1 + z_{II}) = 0,85 \cdot 10,4 = 8,8$ Ом, где $z_1 + z_{II} = z_{Л2} = 10,4$ Ом (рис. 3-11, а).

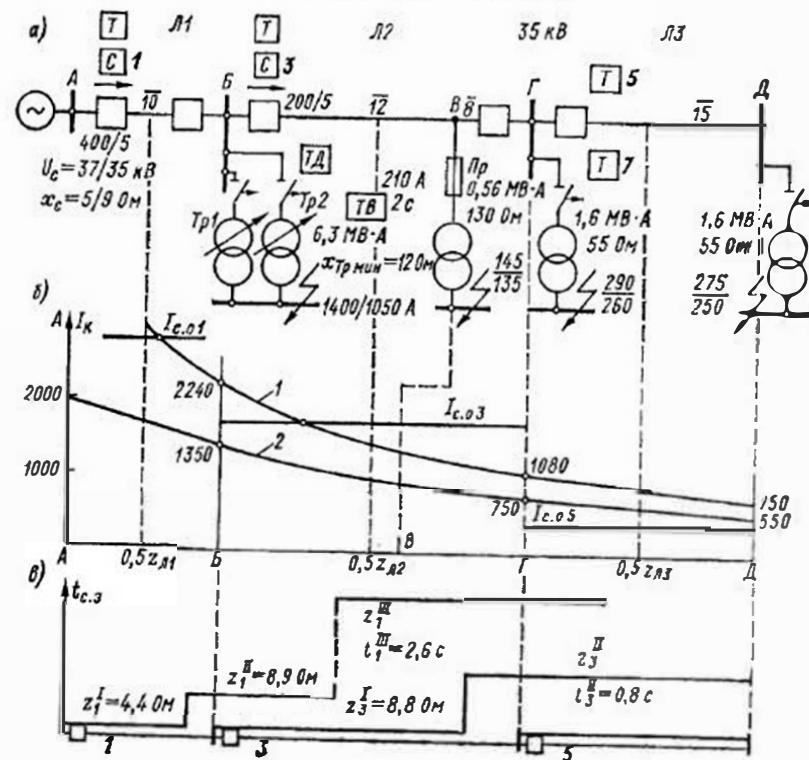


Рис. 3-11. Схема участка сети 35 кВ с односторонним питанием (а); кривые изменения тока к. з. (б); характеристики дистанционных защит линий Л1, Л2

1 — кривая для максимального режима и трехфазных к. з.; 2 — для минимального режима и двухфазных к. з.; токи приведены к напряжению 35 кВ. Сопротивления линий в омах, отнесенных к напряжению 35 кВ: Л1 — $3,3 + j4$; Л2 — $6,6 + j6$; ЛЗ — $7 + j6$

Предварительно принимается $z_{с. 03}^1 = 8,8$ Ом и определяется время плавления предохранителя трансформатора ответвления В при токе к. з. по выражению (3-12)

$$I_{к. расч}^{(2)} = I_{к. мин}^{(2)} / (k_{н} k_{н}^*) = 760 / (1,1 \cdot 1,2) = 580 \text{ А}.$$

По типовой защитной характеристике предохранителей типа ПСН-35 [10] для $I_{вс. ном} = 50$ А при токе 580 А $t_{пл} \approx 0,045$ с. Поэтому время срабатывания первой ступени защиты может составлять $t_{с. 03}^1 \approx 0,08$ с.

б. Вторая ступень. По условию (3-8) $z_{с. 03}^{II} \leq 115$ Ом.

По условию (3-15) согласования чувствительности с предыдущей токовой отсечкой 5 линии ЛЗ

$$Z_{с.з.з}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л2} + Z_{расч.5}) = 0,85 (6,6 + j8 + 7 + j16,4) \text{ Ом};$$

$$z_{с.з.з}^{II} = 23,5 \text{ Ом},$$

где $Z_{расч.5} = Z_{Л3} + 0,19x_{ГРД} = 7 + j6 + 0,19j55 = 7 + j16,4 \text{ Ом}$ (рис. 3-12, а).

Сопротивление $Z_{расч.6}$ определяется абсциссой точки (М) пересечения кривой 2 изменения тока к. з. $I_{к.мин}^{(2)}$ и ординаты, равной

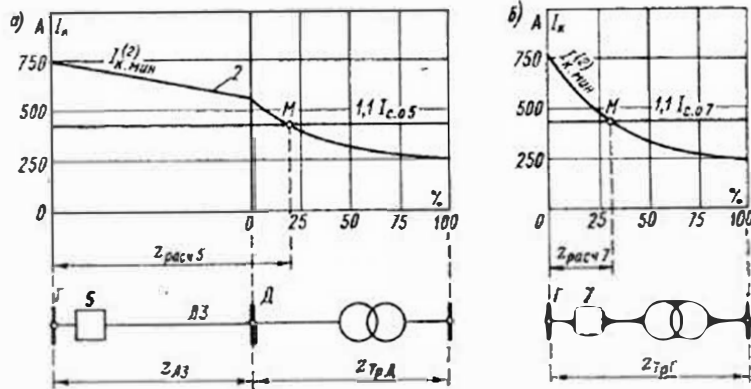


Рис. 3-12. Графическое определение $z_{расч}$ для согласования дистанционной защиты линии Л2 с токовой отсечкой линии ЛЗ (а) и токовой отсечкой трансформатора подстанции Г (б) к примеру 3-5 (расчетная схема приведена на рис. 3-11)

току $I_k = 1,1 I_{с.05} = 1,1 \cdot 385 = 425 \text{ А}$, где 1,1 — коэффициент надежности. Абсцисса точки М соответствует зоне надежного действия отсечки 5 при двухфазных к. з. в минимальном режиме питающей системы.

Это же согласование может быть выполнено по формуле (3-16):

$$z_{с.з.з}^{II} \leq 0,85 [35\,000 / (2 \cdot 1,1 \cdot 385) - 13,4] = 23,5 \text{ Ом},$$

где $z_{с.мин} = \sqrt{3,3^2 + 13^2} = 13,4 \text{ Ом}$ — сопротивления системы в минимальном режиме и последующей линии Л1 (рис. 3-11, а).

Аналогично производится определение $z_{с.з.з}^{II}$ по согласованию с предыдущей токовой отсечкой 7 трансформатора подстанции Г. По условию (3-15)

$$Z_{с.з.з}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л2} + Z_{расч.7}) = 0,85 (6,6 + j8 + j17,7) \text{ Ом};$$

$$z_{с.з.з}^{II} = 22,5 \text{ Ом},$$

где $Z_{расч.7} = 0,32jx_{ГРГ}$ — сопротивление зоны надежного действия отсечки 7, определяется графически (рис. 3-12, б) по $I_k = 1,1 I_{с.07} =$

$= 1,1 \cdot 400 = 440 \text{ А}$. Это же согласование с помощью выражения (3-16):

$$z_{с.з.з}^{II} \leq 0,85 [35\,000 / (2 \cdot 1,1 \cdot 400) - 13,4] = 22,5 \text{ Ом}.$$

Принимается меньшее значение $z_{с.з.з}^{II} = 22,5 \text{ Ом}$ и определяется по формуле (3-19)

$$k_{\alpha} = z_{с.з.з}^{II} / z_{Л2} = 22,5 / 10,4 = 2,15 > 1,25.$$

По согласованию с отсечками 5 и 7 время срабатывания второй ступени Л2 можно было бы выбрать $t_{с.з.з}^{II} = 0,4 \text{ с}$. Однако на ответвлении имеется трансформатор подстанции В, защищенный предохранителями типа ПСН-35. При расчетном токе, определенном в выражении (3-12):

$$I_{к.расч} = 480 / (1,1 \cdot 1,2) = 360 \text{ А},$$

где $I_{к.мин}^{(2)} = 480 \text{ А}$ при к. з. в конце второй зоны, для $I_{вс.ном} = 50 \text{ А}$ время отключения к. з. в трансформаторе

$$t = t_{пл} + t_{гор} \approx 0,11 + 0,16 = 0,27 \text{ с}.$$

Поэтому время срабатывания второй ступени должно быть $t_{с.з.з}^{II} \geq 0,8 \text{ с}$. Характеристика дистанционной защиты 3 показана на рис. 3-11, в.

в. Пусковой орган (третья ступень). Первичное сопротивление срабатывания выбирается по формуле (3-21), где ток $I_{раб.макс}$ следует принимать наибольшим с учетом возможных ремонтных режимов. В данном примере для ПЗ-153

$$z_{с.з.з}^{III} \leq 28\,500 / (\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 63 \cdot 1,2 \cdot 1,05) = 100 \text{ Ом},$$

где $I_{раб.макс} = \sum I_{ном ГР} = 63 \text{ А}$. Для защиты ПЗ-4 при $k_{\alpha} = 1,2$ сопротивление $z_{с.з.з}^{III} \leq 93 \text{ Ом}$.

Работа устройств сетевых АВР на подстанциях В, Г или Д и другие случаи перегрузок в этом примере не рассматриваются.

Короткие замыкания за трансформатором подстанции В не могут резервироваться; к. з. в конце предыдущей линии ЛЗ надежно резервируются и второй, и третьей ступенями рассматриваемой защиты Л2. Время срабатывания третьей ступени защиты должно быть выбрано большим на Δt , чем время срабатывания максимальной защиты трансформатора подстанции Г и время отключения к. з. предохранителями трансформатора подстанции В на ответвлении.

г. Сопротивления срабатывания (вторичные) для дистанционного органа выбираются по выражению (3-22):

$$z_{с.р.з}^I = k_{сх} (n_T / n_H) z_{с.з.з}^I = 1 \cdot (40/350) \cdot 8,8 = 1 \text{ Ом},$$

где $n_T = 200/5 = 40$ (рис. 3-11, а); $n_H = 35\,000/100 = 350$;

$$z_{с.р.з}^{II} = 1 \cdot (40/350) 22,5 = 2,6 \text{ Ом}.$$

Сопротивления срабатывания (вторичные) для пускового органа по формуле (3-22) для защиты ПЗ-4 $z_{с.р.з}^{III} = \sqrt{3} (40/350) 93 = 18,5 \text{ Ом}$, для защиты ПЗ-153 $z_{с.р.з}^{III} = 20 \text{ Ом}$.

Для дистанционной защиты типа ПЗ-153 ориентировочные уставки на регулировочном автотрансформаторе дистанционного органа первой ступени [38]

$$N_I = z_0 100 / z_{c.p}^I = 0,75 \cdot 100 / 1 = 75;$$

второй ступени

$$N_{II} = 0,75 \cdot 100 / 2,6 = 29.$$

Отпайка на трансреакторах $z_0 = 0,75$ использована ближайшая, меньшая, чем $z_{c.p}$. При этом наибольшее значение тока точной работы дистанционного органа 3,5 А [6].

Коэффициент чувствительности по току точной работы [6]

$$k_{ч.т} = I_{к.мин} / I_{з.т} = 750 / (3,5 \cdot 40) = 5,3 > 1,3.$$

где $I_{к.мин}$ — первичный ток при к. з. в конце защищаемой линии в минимальном режиме (750 А — рис. 3-11, б); $I_{з.т}$ — ток точной работы защиты (первичный); при необходимости ток точной работы реле может быть снижен [6, 38].

Ориентировочные уставки на регулировочном автотрансформаторе напряжения пускового органа (реле КРС-112) выбираются по такому же выражению, как и для дистанционных органов:

$$N = z_0 100 / z_{c.p,\phi}^{III},$$

где N — число витков обмоток w_1 и w_2 ; $z_0 = 2$ Ом на фазу; $z_{c.p,\phi}^{III}$ — сопротивление срабатывающего реле третьей ступени, Ом на фазу. Однако при этом надо помнить, что пусковые реле при междуфазных к. з. включены на междуфазные напряжения и фазные токи, а заводские параметры этих реле предусматривают подбор уставок на автотрансформаторе напряжения для испытательного режима двухфазного к. з., когда сопротивление на фазу в два раза меньше расчетного сопротивления на реле, определенного по формуле (3-22), так как $z^{(2)} = U / (2I)$. Поэтому число витков $w_1 + w_2$ определяется как

$$N = 2 \cdot 100 / (z_{c.p}^{III} / 2) = 400 / z_{c.p}^{III} = 400 / 20 = 20.$$

В пусковых реле этой защиты (КРС-112) имеется возможность выравнивать длину третьей зоны при междуфазных и при двойных к. з. на землю (в последнем случае реле автоматически переключается с междуфазного напряжения на фазное). Число витков первичной обмотки регулировочного автотрансформатора напряжения реле (w_3), предназначенной для выравнивания длин зон при переключении реле на фазное напряжение [38],

$$w_3 = 150n, \quad (3-26)$$

где

$$n = 1 + k_r / (2\sqrt{3}); \quad (3-27)$$

k_r определяется с помощью выражения (3-25).

При $k_r \approx 0,83$ $n = 0,53$, $w_3 = 79$ (принимается ближайшая отпайка 78). При $k_r = 0,67$ $n = 0,48$, $w_3 = 72$ (отпайка 72 имеется).

Для дистанционной защиты типа ПЗ-4 выбор положения переключателей в цепях напряжения согласно заводской информации производится по выражению

$$N = \frac{z_{уст.мин}}{z_{c.p}} 100\%, \quad (3-28)$$

где N соответствует числу витков вторичной обмотки трансформатора напряжения этого органа, %; $z_{уст.мин}$ — уставка в цепях тока этого органа, выбор которой по рекомендации завода-изготовителя производится из следующих соображений: при малых значениях токов к. з. на границе зоны выбирается большая уставка, при токах к. з., значительно превышающих ток точной работы реле, выбирается наименьшая уставка; при $I_{зном} = 5$ А имеются уставки 0,15; 0,3; 0,6 Ом на фазу. Для условий этого примера для первой ступени по формуле (3-28)

$$N = 0,15 \cdot 100 / 1 = 15\%;$$

для второй ступени

$$N = 0,15 \cdot 100 / 2,6 = 5,8\%,$$

Для пускового органа предусмотрено одно значение $z_{уст.мин} = 1$ Ом на фазу (при трехфазных к. з.). Выбор положения переключателей в цепях напряжения производится с помощью выражения (3-28), но с учетом того, что заводские параметры этих реле предусматривают подбор уставок при двухфазном к. з., когда сопротивление на фазу в $\sqrt{3}$ раз меньше расчетного сопротивления на реле, вычисленного по формуле (3-22):

$$N = 1 \cdot 100 / (z_{c.p}^{III} / \sqrt{3}) = 173 / z_{c.p}^{III},$$

и для условий этого примера $N = 173 / 18,5 = 9,5$, принимается 10.

В отличие от защиты типа ПЗ-153 в защите типа ПЗ-4 не предусмотрена возможность выравнивания длины третьей зоны при междуфазных к. з. и при двойном к. з. на землю, в последнем случае длина третьей зоны автоматически укорачивается примерно в два раза. Чтобы при этом не ограничивать и вторую зону защиты, следует стремиться выбирать уставку пусковых органов по крайней мере в два раза выше уставки второй ступени ($z_{c.з}^{III} \geq 2z_{c.з}^I$), если позволяет условие (3-21).

д. Определяется для реле 9РТ₀ защиты типа ПЗ-153 по формуле (3-23)

$$I_{с.з} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 1600 = 400 \text{ А},$$

где $I_{расч} = I_{с.з} = 1600$ А.

Ток двухфазного к. з. в конце третьей зоны в минимальном режиме равен всего лишь 160 А. Следовательно, $k_{ч} < 1$. Для повышения чувствительности реле РТ₀ может устанавливаться типа РНТ-565, при этом $I_{с.з} = 200$ А. Кроме того, должна быть укорочена третья зона защиты до $z_{с.з}^{III} = 45$ Ом. Тогда $I_{к.мин}^{(2)} = 300$ А и коэффициент чувствительности для реле РТ₀ равен 1,5. При $z_{с.з}^{III} = 45$ Ом резервирование к. з. на предыдущей линии ЛЗ обеспечивается,

а от резервирования к. з. за трансформаторами приходится отказаться, что допускается [1].

Поскольку при токе срабатывания реле РТ₀, выбранном по выражению (3-23), часто не обеспечивается необходимая чувствительность, в «Инструкции» [38] рекомендуется определять ток небаланса в реле РТ₀ опытным путем:

$$I_{\text{нб. макс}} = I_{\text{нб. изм}} I_{\text{н. макс}} / I_{\text{нагр}}, \quad (3-29)$$

где $I_{\text{нб. изм}}$ — ток небаланса, измеренный в нулевом проводе токовых цепей защиты при токе, равном $I_{\text{нагр}}$; $I_{\text{н. макс}}$ — максимальное значение тока при трехфазном к. з. в начале защищаемой линии, при установке на линии токовой отсечки можно принимать равным $I_{\text{с. о.}}$.

Ток срабатывания реле РТ₀ (первичный)

$$I_{\text{с. з}} = 2I_{\text{нб. макс}} n_{\text{Т}}. \quad (3-30)$$

Например, $I_{\text{нб. изм}} = 0,1$ А при $I_{\text{нагр}} = 100$ А. Тогда для защиты З $I_{\text{нб. макс}} = 0,1 \cdot 1600 / 100 = 1,6$ А. Первичный ток срабатывания реле РТ₀ $I_{\text{с. з}} = 2 \cdot 1,6 \cdot 40 = 128$ А. При этом $k_a = 160 / 128 = 1,25$. Уменьшив сопротивление третьей зоны до 70 Ом, можно получить $k_a = 1,5$.

При установке дистанционной защиты типа ПЗ-4 для аналогичного реле РТ₀ принимается $I_{\text{с. р}} = 0,5$ А (20 А первичных). Для той же величины $I_{\text{нб. изм}} = 0,1$ А при $I_{\text{нагр}} = 100$ А по формуле (3-24) $I_{\text{с. р}} = 0,5$ А $> 1,75 \cdot 0,1 \cdot 1,4 \cdot 200 / 100 = 0,49$ А. Сопротивление срабатывания третьей ступени защиты З может быть оставлено равным 93 Ом, поскольку в пределах этой зоны реле РТ₀ при уставке 0,5 А имеет практически всегда достаточную чувствительность.

е. Производится расчетная проверка трансформаторов тока типа ТВД-35 с $n_1 = 200/5$ линии Л2 в соответствии с § 1-3. Для проверки на 10 %-ую погрешность с помощью выражения (1-15) $k_{10}^{(3)} = I_{\text{расч}}^{(3)} / I_{\text{ном}} = 1200 / 200 = 6$, где $I_{\text{расч}}^{(3)} = 1200$ А — максимальное значение тока при трехфазном к. з. в конце первой зоны дистанционной защиты З. По соответствующей кривой предельных кратностей при $k_{10} = 6$ сопротивление $z_{\text{н. доп}}^{(3)} = 1,15$ Ом; при двух последовательно соединенных одинаковых обмотках ТВД-35 $z_{\text{н. доп}}^{(3)} = 2,3$ Ом [14]. Фактическое расчетное сопротивление вторичной нагрузки при трехфазном к. з. $z_{\text{н. расч}}^{(3)} = r_{\text{пр}} + z_{\text{р}} + r_{\text{иср}}$, где $z_{\text{р}}$ — сопротивление фазы цепи переменного тока панели дистанционной защиты: для ПЗ-153 $z_{\text{р}} \leq 0,8$ Ом; для ПЗ-4 по заводской информации $z_{\text{р}} \leq 1,05$ Ом при $I_{\text{2ном}} = 5$ А и питания от постороннего источника оперативного тока; для ПЗ-4 вместе с устройством автономного питания оперативных цепей $z_{\text{р}} \leq 3,8$ Ом. В условиях эксплуатации эти величины должны быть измерены; в зависимости от уставок сопротивление панели ПЗ-4 может быть меньше указанных максимальных значений.

Дополнительно следует вычислить $z_{\text{н. расч}}^{(1,1)}$, поскольку при двойном замыкании на землю, так же как при однофазном (табл. 1-5), удваивается сопротивление проводов: $z_{\text{н. расч}}^{(1,1)} = 2r_{\text{пр}} + z_{\text{р. ф-0}} +$

$+ r_{\text{пер}}$, где $z_{\text{р. ф-0}}$ — сопротивление петли фаза — нуль цепи переменного тока панели дистанционной защиты. При больших сопротивлениях соединительных проводов $z_{\text{н. расч}}^{(1,1)}$ может превосходить $z_{\text{н. расч}}^{(3)}$.

Для условий данного примера, приняв $r_{\text{пр}} = 0,2$ Ом, $r_{\text{иср}} = 0,1$ Ом, получаем для панели защиты ПЗ-153: $z_{\text{н. расч}}^{(3)} = 0,2 + 0,8 + 0,1 = 1,1$ Ом $< z_{\text{н. доп}}^{(3)}$; $z_{\text{н. расч}}^{(1,1)} = 2 \cdot 0,2 + 0,8 + 0,1 = 1,3$ Ом $< z_{\text{н. доп}}^{(1,1)} = 2,4$ Ом (определяется при $I_{\text{расч}}^{(2)} = I_{\text{н. макс}}^{(2)} = 0,865 \cdot 1200 = 1050$ А, $k_{10}^{(2)} = 5,3$). При этом учитывалось, что по данным эксплуатации для панели ПЗ-153 сопротивление петли фаза — нуль цепи переменного тока не превышает сопротивлений каждой из фаз (0,8 Ом).

Для защиты ПЗ-4: $z_{\text{н. расч}}^{(3)} = 0,2 + 1,05 + 0,1 = 1,35$ Ом $< z_{\text{н. доп}}^{(3)}$; $z_{\text{н. расч}}^{(1,1)} = 2 \cdot 0,2 + 1,05 + 0,1 = 1,55$ Ом $< z_{\text{н. доп}}^{(1,1)} = 2,4$ Ом (см. выше). Вместе с устройством автономного питания защиты ПЗ-4 $z_{\text{н. расч}}^{(3)} = 0,2 + 3,8 + 0,1 = 4,1$ Ом $> z_{\text{н. доп}}^{(3)}$, в связи с чем следует рассмотреть возможность включения защиты и устройства питания на разные обмотки трансформаторов тока или перехода на больший коэффициент трансформации трансформаторов тока или установки более мощных трансформаторов тока.

Надежность работы реле проверяется при к. з. в месте установки защиты по формуле (1-18а) и рис. 1-14: $I_{\text{н. макс}} = 2400$ А; $k_{\text{макс}} = 2400 / 200 = 12$; $k_{10\text{доп}}$ определяется по соответствующей кривой предельных кратностей для $z_{\text{н. расч}}/2$ (при двух последовательно включенных одинаковых обмотках ТВД-35) — $k_{10\text{доп}} \approx 10$ при $z_{\text{н. расч}} = 1,35/2 = 0,67$ Ом для ПЗ-4; коэффициент $A = k_{\text{макс}}/k_{10\text{доп}} = 12/10 = 1,2$; $f < 20$ %, что обеспечивает надежную работу дистанционных реле и реле направления мощности (табл. 1-3).

Проверяется выполнение условий (1-19) и (1-20): $U_{2\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot 12 \cdot 5 \cdot 1,35 = 115$ В < 1400 В, где $k_{\text{макс}} = 12$ (см. выше), $I_{\text{2ном}} = 5$ А; $z_{\text{н. расч}} = 1,35$ Ом (защита ПЗ-4 без устройства автономного питания).

7. Выбирается ток срабатывания токовой отсечки I линии Л1 по условию (1-11) отстройкой от к. з. в конце линии: $I_{\text{с. о. I}} = 1,25 \times \times 2240 = 2800$ А. Коэффициент чувствительности при к. з. в месте установки отсечки: при трехфазном к. з. в максимальном (нормальном) режиме энергосистемы $4277/2800 = 1,5 > 1,2$ [1]. В этом же режиме отсечка защищает более 50 % длины линии (рис. 3-11, б).

8. Рассчитывается дистанционная защита линии без ответвлений Л1 (защита I, рис. 3-11).

а. Первая ступень. По условию (3-10)

$$z_{\text{с. з. I}}^1 \leq 0,85z_{\text{Л1}} = 0,85 \cdot 5,2 = 4,4 \text{ Ом}; \quad t_{\text{с. з. I}}^1 \approx 0,08 \text{ с.}$$

б. Вторая ступень. По условию (3-13)

$$z_{\text{с. з. I}}^{11} \leq 0,85z_{\text{Л1}} + 0,78z_{\text{с. з. I}}^1 = 0,85 \cdot 5,2 + 0,78 \cdot 4,4 = 10,25 \text{ Ом.}$$

По условию (3-14) отстройки от к. з. за трансформаторами подстанции *Б*, работающими параллельно,

$$Z_{c.з.1}^{II} \leq 0,85 (Z_{Л1} + jx_{Тр\ мин}Б/2) = 0,85 (3,3 + j4 + j12/2) \text{ Ом};$$

$$z_{c.з.1}^{II} = 8,9 \text{ Ом}.$$

Коэффициент чувствительности по выражению (3-19)

$$k_{\alpha} = z_{c.з.1}^{II} / z_{Л1} = 8,9/5,2 = 1,7 > 1,25.$$

Время срабатывания $t_{c.з.1}^{II} = 0,5 \text{ с}$ (трансформаторы подстанции *Б* оборудованы дифференциальной защитой).

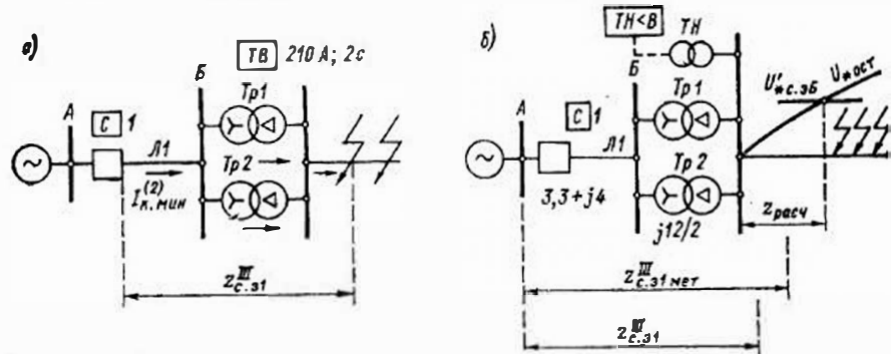


Рис. 3-13. Расчетные схемы для согласования чувствительности дистанционной защиты линии *Л1* и максимальной токовой защиты трансформаторов подстанции *Б* к примеру 3-5 при выполнении максимальной защиты трансформаторов без пуска по напряжению (а) и с пуском по напряжению (б)

в. Пусковой орган (третья ступень). Выбор сопротивления срабатывания, по выражению (3-21), производится так же, как для защиты 3 линии *Л2* с той лишь разницей, что $U_{\min} = 29 \text{ кВ}$ (п. 2 этого примера) и $I_{\text{рвб. макс}} = 260 \text{ А}$. Предварительно принимается для ПЗ-153 $z_{c.з.1}^{III} = 26 \text{ Ом}$, для ПЗ-4 $z_{c.з.1}^{III} = 22,5 \text{ Ом}$. Третья ступень резервирует к. з. в конце предыдущей линии *Л2*, а также на шинах низшего напряжения подстанции *Б* при параллельной и при раздельной работе трансформаторов. В связи с последним производится согласование чувствительности (по току) третьей ступени дистанционной защиты 1 линии *Л1* с предыдущими максимальными защитами трансформаторов подстанции *Б* ($I_{c.з.Б} = 210 \text{ А}$, рис. 3-13, а). При выполнении этих максимальных защит по схеме треугольника (рис. 2-1, в и г) и схеме соединения обмоток этих трансформаторов ∇/Δ -11 (стандартный случай) согласование производится при двухфазном к. з. по формуле (3-16) при параллельной работе трансформаторов ($n = 2$):

$$z_{c.з.1}^{III} \leq 0,85 [35000 / (2 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 210) - 9,4] = 24,3 \text{ Ом}.$$

Принимается для ПЗ-153 $z_{c.з.1}^{III} = 24,3 \text{ Ом}$; для ПЗ-4 — выбранное ранее по формуле (3-21) $z_{c.з.1}^{III} = 22,5 \text{ Ом}$.

Если на трансформаторах подстанции *Б* максимальная защита выполнена с пусковым органом напряжения (схема пускового органа соответствует рис. 2-11, б), необходимо дополнительно произвести согласование третьей ступени дистанционной защиты 1 с этим пусковым органом напряжения. Согласование производится для наиболее тяжелого случая трехфазного к. з. через переходное активное сопротивление при максимальном режиме питающей системы. Сначала по выражению, аналогичному (3-15), определяется сопротивление $z_{c.з.1}^{III}$ при металлическом трехфазном к. з. (рис. 3-13, б):

$$z_{c.з.1}^{III} \text{ мет} \leq 0,85 (Z_{Л1} + Z_{Тр\ мин}Б/2 + Z_{расч}) =$$

$$= 0,85 (3,3 + j4 + j12/2 + 4 + j18,4); \quad z_{c.з.1} \text{ мет} = 25 \text{ Ом};$$

$$\varphi_{л} \approx 75^\circ - \text{см. формулу (1-53)},$$

где сопротивление $Z_{расч}$ определяется по выражению (3-1):

$$Z_{расч} = Z_{c.з.0} \frac{U'_{с.з.0}}{1 - U'_{с.з.з}} = (3,3 + j15) \frac{0,55}{1 - 0,55} = 4 + j18,4 \text{ Ом},$$

где

$$U'_{с.з.з} = U_{с.з.Тр1(2)} / k_{н} = 0,6/1,1 = 0,55 \quad (0,55U_{ном});$$

$$Z_{c.з.0} = jx_{с. макс} + r_{Л1} + jx_{Л1} + jx_{Тр\ мин}Б/2 = 3,3 + j15 \text{ Ом} -$$

наименьшее сопротивление до места установки трансформатора напряжения ТН, от которого питаются пусковые органы напряжения максимальных защит *Тр1* и *Тр2* подстанции *Б* (рис. 3-13, б).

Для учета влияния переходного активного сопротивления в месте к. з. по выражению (3-17)

$$z_{c.з.1}^{III} \leq z_{c.з.1}^{III} \text{ мет} k_{сопр} = 25 \cdot 0,83 = 20,7 \text{ Ом},$$

где $k_{сопр} = 0,83$, получен с помощью кривой $k_{сопр} = f(U_{с.з.в})$ на рис. 3-10, б при максимально возможном значении падения напряжения на дуге $\Delta U_r = 0,4U_{мф}$ для $U_{с.з.з} = 0,6$ и $\varphi_{л} = 75^\circ$.

Окончательно принимается меньшее из полученных при согласовании $z_{c.з.1}^{III} = 20,7 \text{ Ом}$.

Из этого расчета видно, что при прочих равных условиях сопротивление срабатывания (чувствительность) дистанционной защиты линии может быть выбрано тем выше, чем больше $U_{с.з.з}$ и чем меньше $I_{c.з.з}$ предыдущих трансформаторов или линий. В свою очередь, увеличение уставок по сопротивлению третьих зон дистанционных защит облегчает согласование с этими защитами максимальных токовых защит последующих (питающих) трансформаторов и автотрансформаторов (см. пример 2-8). В общем случае повышение чувствительности защит предыдущих элементов облегчает условия выбора уставок защит последующих элементов.

Время срабатывания третьей ступени выбирается на Δt больше, чем $t_{c.з.Б} = 2 \text{ с}$ (максимальной защиты трансформаторов подстанции *Б*), т. е. $t_{c.з.1}^{III} = 2,5 \text{ с}$. Наряду с этим проверяется выполнение

согласования чувствительности со второй ступенью предыдущей дистанционной защиты 3 по условию, аналогичному (3-13):

$$z_{c.31}^{II} \leq 0,85z_{Л1} + 0,78z_{c.33}^{II} = 0,85 \cdot 5,2 + 0,78 \cdot 22,5 = 22 \text{ Ом.}$$

Если принято большее значение $z_{c.31}^{II}$, то согласование по чувствительности и по времени производится с третьей ступенью защиты 3, если меньшее, — то со второй ступенью: $t_{c.31}^{III} = t_{c.33}^{II} + \Delta t = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ с.}$ Принимается окончательно большее значение: $t_{c.31}^{III} = 2,5 \text{ с.}$

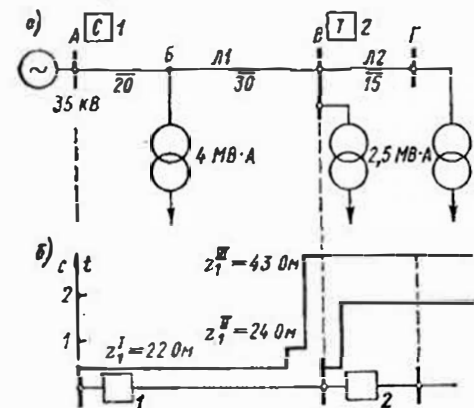


Рис. 3-14. Схема сети (а) и характеристика (б) трехступенчатой дистанционной защиты линии Л1 и двухступенчатой максимальной защиты линии Л2 к примеру 3-6

Пример 3-6. На рис. 3-14, а приведена схема линии 35 кВ с относительно мощным трансформатором на ответвлении Б. На рис. 3-14, б приведены характеристики дистанционной защиты 1 и максимальной защиты 2, полученные в результате расчета, который выполнен аналогично предыдущему (пример 3-5). Малая длина второй зоны защиты 1 вызвана необходимостью отстройки от к. з. за трансформатором ответвления по условию (3-8). Третья ступень защиты на этой линии является и основной и резервной. Для ускорения отключения к. з. после АПВ линии следует использовать цепь ускорения третьей ступени после АПВ.

3.4. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ К. З. НА ЗЕМЛЮ ОДИНОЧНЫХ ЛИНИЙ 110 кВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

1. Общие сведения

Максимальная токовая защита нулевой последовательности реагирует на однофазные и двухфазные к. з. на землю, общее число которых составляет около 85 % всех к. з. в сетях 110 кВ [16]. Токореле этой защиты включены в нулевой провод полной звезды

трансформаторов тока линии или па трансформатор тока в заземленной нейтрали 110 кВ силового трансформатора, где в нормальном симметричном режиме протекают только токи небаланса. Токи срабатывания защит от к. з. на землю поэтому не нужно отстраивать от токов перегрузки, как это требуется для максимальных токовых защит от междуфазных к. з. (§ 1-1), и, следовательно, они могут обладать высокой чувствительностью к удаленным к. з. на землю [3].

Максимальные токовые защиты нулевой последовательности выполняются двух-, трех- или четырехступенчатыми.

Расчет ступенчатой максимальной токовой защиты нулевой последовательности заключается в определении токов срабатывания ($I_{с.з.}$), выдержек времени ($t_{с.з.}$) и чувствительности каждой из ступеней защиты, а также в определении необходимости выполнения той или иной ступени или всей защиты с элементом направления мощности нулевой последовательности или без него. Выдержки времени токовой защиты нулевой последовательности, так же как и других максимальных токовых защит, выбираются по ступенчатому принципу. Последующие защиты должны для обеспечения селективности согласовываться по чувствительности (по току) с предыдущими. Токи нагрузки при этом не учитываются. Особенностью выбора уставок является учет токораспределения при к. з. на землю, которое зависит от режима нейтралей 110 кВ, т. е. от количества, места включения и сопротивления нулевой последовательности трансформаторов с заземленными нейтральями 110 кВ, а также от схемы прилегающих сетей 110 кВ и выше. Режим нейтралей рекомендуется поддерживать стабильным (для каждой электрической сети режим нейтралей должен быть определен специальным решением).

Принципы и схемы выполнения, а также методы и условия расчета ступенчатых токовых защит нулевой последовательности от к. з. на землю (МТЗНП) на линиях 110 кВ и выше подробно изложены в [3, 4], а методы расчета токов и напряжений при к. з. на землю на линиях 110 кВ и выше — в [16]. Ниже рассмотрены примеры расчета аварийных токов при к. з. на землю и уставок максимальных токовых защит нулевой последовательности для нескольких характерных участков 110 кВ распределительной сети простейшей конфигурации. В этих примерах производится выбор уставок только защит нулевой последовательности, поскольку для сетей 110 кВ и выше в СССР принят раздельный выбор уставок защит от к. з. на землю и защит от междуфазных к. з. (последние рассмотрены в предыдущих параграфах).

2. Примеры расчета уставок токовых защит нулевой последовательности от к. з. на землю одиночных линий 110 кВ

Пример 3-7. Рассчитываются рабочие уставки максимальной токовой защиты нулевой последовательности на одиночной тупиковой ВЛ 110 кВ (рис. 3-15, а).

Решение 1. Для расчета токов при к. з. на землю [16] составляются схемы замещения прямой и обратной последовательностей (в распределительных сетях они одинаковы) и нулевой последовательности (рис. 3-15, б и в). Сопротивления питающей системы до шин подстанции А, *исключая* рассматриваемую ВЛ: в максимальном режиме $x_{1с. макс} = 20 \text{ Ом}$; $x_{0с. макс} = 28 \text{ Ом}$; в минимальном режиме $x_{1с. мин} = 26 \text{ Ом}$; $x_{0с. мин} = 45 \text{ Ом}$. Сопротивления ВЛ 110 кВ при расчетах токов к. з. на землю вычисляются обычно

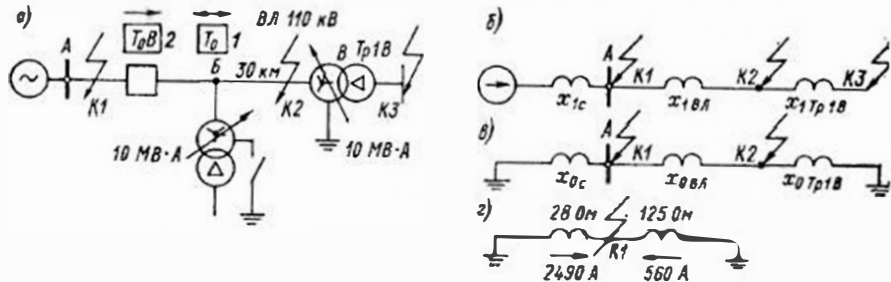


Рис. 3-15. Расчетная схема (а), схемы замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей и токораспределение в схеме нулевой последовательности при к. з. в точке К1 (г) к примеру 3-7

без учета активной составляющей [4, 16]: $x_i = x_{1уд} l = 0,4 \cdot 30 = 12 \text{ Ом}$; для одноцепной ВЛ 110 кВ со стальным грозозащитным тросом $x_0 \approx 3x_1 = 3 \cdot 12 = 36 \text{ Ом}$ [16]. Для трансформатора с изолированной нейтралью подстанции В в выполняемом расчете требуется знать лишь минимальное сопротивление прямой последовательности: $x_{1Тр мин} = 89 \text{ Ом}$ при $S_{ном. тр} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_{к. мин} = 9,5 \%$, $\Delta U_{РПН} = \pm 16 \%$, согласно выражению (2-7). Для трансформатора с заземленной нейтралью 110 кВ (подстанция В) со стандартной схемой соединения обмоток $\nabla/\Delta-11$ принимается $x_{0Тр} \approx x_1$ [16], если в паспорте трансформатора особо не указано значение $x_{0Тр}$, которое может быть на 10–20 % меньше, чем $x_{1Тр}$. В зависимости от назначения расчета токов к. з. на землю принимается $x_{0Тр макс}$ или $x_{0Тр мин}$. Для трансформатора подстанции В при $S_{ном. тр} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $u_{к. мин} = 9,5 \%$, $u_{к. макс} = 11,5 \%$, $\Delta U_{РПН} = \pm 16 \%$ по формулам (2-7) и (2-8) $x_{0Тр мин} \approx x_{1Тр мин} = 89 \text{ Ом}$; $x_{0Тр макс} \approx x_{1Тр макс} = 182 \text{ Ом}$. Все перечисленные сопротивления приведены к напряжению 110 кВ.

2. Ток срабатывания отсечки без выдержки времени (так же как и ускоряемых после АПВ ступеней защиты) с реле РТ-40 отстраняется от броска токов намагничивания трансформаторов, работающих с заземленными нейтралью и включаемых под напряжением при включении защищаемой линии, по условию (1-12а), в котором $\sum I_{ном. тр}$ — сумма номинальных токов только тех трансформаторов (питающихся по линии), у которых заземлены нейтрали 110 кВ.

Но при выполнении небольшого замедления действия отсечки, превышающего возможную разновременность включения фаз ли-

нейного выключателя, допустимо вообще не отстранять ее ток срабатывания от броска токов намагничивания трансформаторов [4].

3. Определяется возможность выполнения отсечки без элемента направления мощности нулевой последовательности (что всегда желательно для повышения надежности ее работы). Для этого необходимо вычислить максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности $3I_{0 макс}$, проходящего через отсечку при к. з. на землю на шинах питающей подстанции А (к. з. «за спиной» в точке К1), обусловленного заземленной нейтралью трансформатора на защищаемой линии. Вначале вычисляется ток $3I_{0К1}^{(1)}$ в точке К1 при максимальном режиме энергосистемы:

$$3I_{0К1}^{(1)} = 3U_{\phi} / (2x_{1К1} + x_{0К1}) = 3 \cdot 110\,000 / [\sqrt{3} (2 \cdot 20 + 23)] = 3050 \text{ А},$$

где $x_{1К1} = x_{2К1} = x_{1с. макс} = 20 \text{ Ом}$ (рис. 3-15, б);

$$x_{0К1} = \frac{x_{0с} (x_{0ВЛ} + x_{0Тр})}{x_{0с} + (x_{0ВЛ} + x_{0Тр})} = \frac{28 \cdot (36 + 89)}{28 + (36 + 89)} = 23 \text{ Ом} \quad (\text{рис. 3-15, в}).$$

Если же принять значение сопротивления питающей энергосистемы максимально возможным, соответствующим *минимальному режиму* ее работы (26 и 45 Ом), то значение тока к. з. в точке К1 уменьшится (2240 А), но составляющая этого тока со стороны ВЛ может быть больше, чем в максимальном режиме энергосистемы.

Составляющие тока $3I_{0К1}$ обратно пропорциональны соответствующим сопротивлениям в схеме замещения нулевой последовательности, приведенным к точке к. з. (К1, рис. 3-15, г):

$$\text{со стороны системы } 3I_{0с} = 3I_{0К1} x_{0К1} / x_{0с} = 3050 \cdot 23 / 28 = 2490 \text{ А};$$

$$\text{со стороны ВЛ } 3I_{0ВЛ} = 3I_{0К1} x_{0К1} / (x_{0ВЛ} + x_{0Тр}) = 3050 \cdot 23 / 125 = 560 \text{ А}.$$

$$\text{Для проверки: } 3I_{0К1} = 2490 + 560 = 3050 \text{ А}.$$

Составляющие тока в *минимальном режиме* работы энергосистемы: от системы 1647 А, со стороны ВЛ 593 А, т. е. больше чем 560 А.

Ток срабатывания *ненаправленной* отсечки без выдержки времени отстраняется от наибольшего значения тока при к. з. «за спиной» (точка К1, рис. 3-15): $I_{с.о} \geq k_n 3I_{0ВЛ} = 1,3 \cdot 593 = 770 \text{ А}$, где k_n — коэффициент надежности (отстройки), равный 1,3 для отсечки без выдержки времени с реле РТ-40 [4].

При двухфазном к. з. на землю значения токов $3I_0$ будут меньше, чем при рассмотренном однофазном к. з., поскольку в этом примере $x_{1к} < x_{0к}$ [4, 16].

4. Коэффициент чувствительности отсечки определяется при к. з. на землю в конце защищаемой тупиковой линии (точка К2). Сопротивления до точки К2: $x_{1К2} = x_{1с. мин} + x_{1ВЛ} = 26 + 12 = 38 \text{ Ом}$ (рис. 3-15, б); $x_{0К2} = \frac{(45 + 36) \cdot 89}{(45 + 36) + 89} = 42,4 \text{ Ом}$ (рис. 3-15, в).

Поскольку $x_1 < x_0$, меньшее значение $3I_0$ будет при двухфазном к. з. на землю:

$$3I_{0К2}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{x_{1К2} + 2x_{0К2}} = \frac{3 \cdot 110\,000}{\sqrt{3} (38 + 2 \cdot 42,4)} = 1553 \text{ А},$$

в том числе со стороны энергосистемы $I_{ог} = 1553 \cdot 42,4/81 = 813$ А, со стороны трансформатора подстанции В 740 А (для проверки $813 + 740 = 1553$ А). Коэффициент чувствительности $k_{ч}^{(1,1)} = 813/770 = 1,05$, что указывает на эффективность отсечки, защищающей всю линию, но не позволяет считать ее основной защитой линии, так как необходимо иметь для основной защиты $k_{ч} \geq 1,5$. При к. з. в начале линии $k_{ч}^{(1,1)} = 1522/770 = 1,98 > 1,2$, что требуется для дополнительной защиты [1]. Надо отметить, что допускается не считаться с двухфазным к. з. на землю, если защита от междуфазных к. з. достаточно чувствительна при этом виде к. з. Но в данном примере и при однофазном к. з. $k_{ч, мин}^{(1,1)} = 844/770 = 1,1 < 1,5$. Поэтому выполняется *вторая* ступень — максимальная токовая защита нулевой последовательности с элементом направления мощности. Последнее позволяет не отстраивать ее по току срабатывания от к. з. «за спиной» и обеспечить необходимую чувствительность при к. з. в конце линии.

5. Ток срабатывания этой защиты должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе схемы соединения обмоток трансформаторов тока в звезду при *внешних* замыканиях между фазами, в данном случае при трехфазном к. з. за трансформатором подстанции В (ближайшей и с наиболее мощным трансформатором), и выбирается по выражению [4]:

$$I_{с.з} \geq k_{н} k_{пер} k_{нб} I_{расч}, \quad (3-31)$$

где $k_{н}$ — коэффициент надежности (отстройки), учитывающий погрешность реле, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,25; $k_{пер}$ — коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, принимается равным: 2 — при выдержке времени рассматриваемой ступени до 0,1 с; 1,5 — при выдержке времени до 0,3 с; 1 — при выдержке времени выше 0,5 — 0,6 с; $k_{нб}$ — коэффициент небаланса, принимается равным 0,05 при небольших кратностях расчетного тока (тока срабатывания) $k_{нб} \leq 3$ и равным 0,1 при кратностях тока не более $0,8k_{удов}$ при фактической расчетной нагрузке (рис. 1-13, б), при более высоких кратностях расчет производится по указаниям [4]; $I_{расч}$ — максимальное значение тока при внешнем трехфазном к. з.

Для условий этого примера рассчитывается ток трехфазного к. з. за трансформатором подстанции В, подключенном к защищаемой линии на расстоянии 10 км от подстанции А ($x_{1ВЛ} = 4$ Ом). По выражению (2-9)

$$I_{к, макс}^{(3)} = 110\,000 / [\sqrt{3} (20 + 4 + 89)] = 563 \text{ А.}$$

Выбирая время срабатывания защиты 0,5 с, принимается $k_{пер} = 1$. Предварительно принимается $k_{нб} = 0,1$. Ток срабатывания по выражению (3-31): $I_{с.з} = 1,25 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 563 = 70$ А. Коэффициент чувствительности защиты при однофазном к. з. в конце защищаемой линии $844/70 = 12 > 1,5$, при двухфазном к. з. на землю $813/70 = 11,6$.

Для проверки допустимости принятого значения $k_{нб} = 0,1$ принимаем, что сопротивление нагрузки на трансформаторы тока $z_{н, релч} = 0,4$ Ом. По кривой предельных кратностей трансформаторов тока типа ТФНД-110М (новое название ТФЗМ110Б) для классов Р₁, Р₂ этому значению сопротивления соответствует допустимая кратность $k_{удов} = 10$, при которой $\epsilon = 10\%$ (см. приложение). Фактически предельная кратность по выражению (1-15) $k_{нб} = 1,1 \cdot 70/150 < 1$ при $n_1 = 150/5$. Следовательно, можно было бы принять в выражении (3-31) $k_{нб} = 0,05$ и уменьшить ток срабатывания защиты. Но учитывая достаточно большие значения коэффициентов чувствительности при выбранном $I_{с.з} = 70$ А, оставляем эту уставку.

При необходимости снизить выбранное выше время срабатывания защиты (по условиям выбора уставок аналогичных защит в питающей сети) можно выбрать больший ток срабатывания этой защиты: 105 А (время от 0,1 до 0,3 с) или 140 А (время до 0,1 с); значения коэффициентов чувствительности останутся достаточно большими.

Проверка чувствительности реле направления мощности этой защиты рассмотрена в следующем примере.

7. Проверка трансформаторов тока производится в соответствии с § 1-3 совместно с защитами от междуфазных к. з. (пример 3-1). Обязательно проверяется надежность работы контактов реле тока и направления мощности нулевой последовательности (табл. 1-3).

Пример 3-8. Рассчитываются рабочие уставки токовых защит нулевой последовательности на ВЛ 110 кВ Л1 и Л2 (рис. 3-16, а) в режиме питания от подстанции А до подстанции Г, причем питание подстанции Д по Л3 допускается в крайне редких случаях. Питание подстанций Г, В, Б от подстанции Д допускается, и для этого режима предусматриваются такие же защиты на подстанциях Д (Л3), Г (Л2), В (Л1), уставки которых рассчитываются аналогично (на рис. 3-16 эти защиты не показаны).

Решение 1. Для расчета токов при к. з. на землю [16] составляются схемы замещения прямой и нулевой последовательностей (рис. 3-16, б и в). Сопротивления элементов в этих схемах вычисляются так же, как в предыдущем примере, расчет осуществляется в омах, приведенных к напряжению 110 кВ [16, 17]:

Сопротивление элементов	x_1	x_0
Система, макс/мин (задано)	12/17	15/21
Л1 (40 км)	16	48
Л2 (55 км)	22	66
Л3 (25 км)	10	30
Трансформатор подстанции:		
Б	277/140	∞
В	228/112	114/56 (Тр1)
Г	182/89 ($x_{1В-С}$)	310/151 ($x_{0В-П}$)

Для трансформаторов подстанций даны крайние значения их сопротивлений при регулировании напряжения. $\Delta U_{рпн} = \pm 16\%$ (§ 2-2). Для трансформатора типа ТРДН подстанции В с заземлен-

ной нейтралью 110 кВ со схемой соединения $\nabla/\Delta-\Delta$ $x_0 \approx x_1/2$, где x_1 — сопротивление при трехфазном к. з. на одной из сторон низшего напряжения (§ 2-6). Для трехобмоточного трансформатора подстанции Г с заземленной нейтралью 110 кВ со схемой соединения $\nabla/\nabla/\Delta$ 115/38,5/11 кВ, $x_0 \approx x_{1в.н.}$, поскольку именно на стороне НН обмотка собрана в треугольник. В распределительных сетях чаще применяются стандартные трехобмоточные трансформаторы, у которых $x_{1в.н.}$ примерно в 1,7 раза выше, чем $x_{1в.с.}$, по

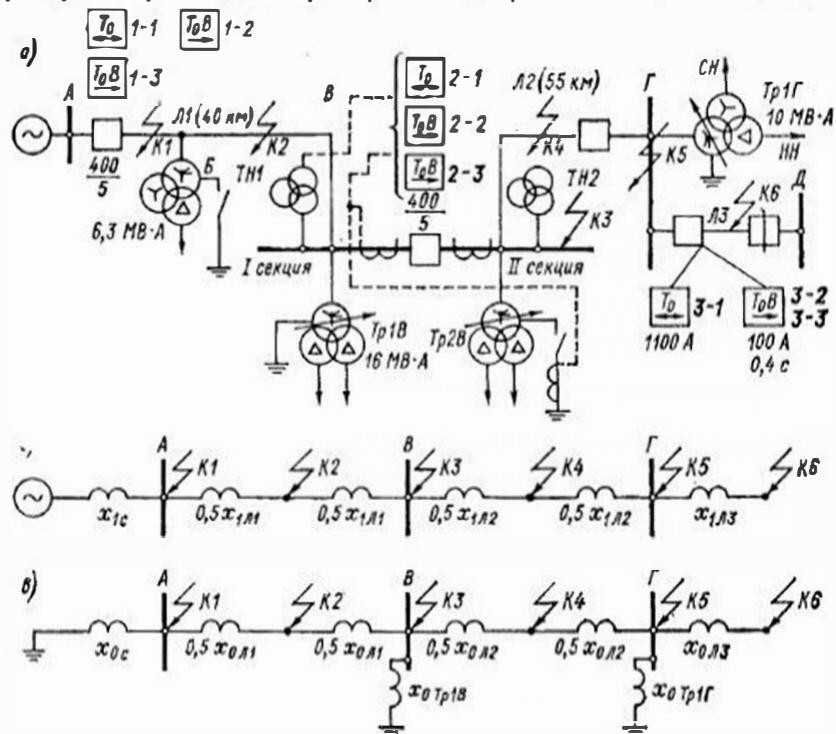


Рис. 3-16. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей к примеру 3-8

возможно применение трансформаторов с обратным соотношением этих сопротивлений (ГОСТ 12965—74).

2. Выбирается ток срабатывания отсечки без выдержки времени 2-1 линии Л2 на подстанции В. Аналогично расчету междуфазной отсечки по формуле (1-11) определяем

$$I_{с. о. 2} \geq k_{н.} I_{расч.} \quad (3-32)$$

где $I_{расч.}$ — расчетное максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности ($3I_{0 макс.}$), от которого отсечка должна быть отстроена; $k_{н.} = 1,3$ — для отсечек без выдержки времени [4].

Для определения расчетного тока в помощь выражения (3-32) допустимо пользоваться простейшим способом вычисления тока $3I_0$ при $U_c = U_{ном.}$, считая $x_1 = x_2$, учитывая только реактивные

составляющие сопротивлений элементов расчетной схемы (см. выше) и не учитывая влияния нагрузки. Как уже указывалось, при $x_{1н.} < x_{0н.}$ $3I_0^{(1)} > 3I_0^{(1.1)}$ и, наоборот, при $x_{1н.} > x_{0н.}$ $3I_0^{(1)} < 3I_0^{(1.1)}$ в месте к. з., а следовательно, и в месте установки защиты. Следует также учитывать, что при внешнем для защищаемой линии к. з. на землю значение тока $3I_0$ по линии (через защиту) увеличивается:

а) с увеличением тока $3I_0$ в месте к. з. вследствие уменьшения эквивалентного сопротивления в схеме замещения прямой (обратной) последовательности;

б) с уменьшением отношения эквивалентного сопротивления нулевой последовательности системы со стороны, где установлена рассматриваемая защита, к эквивалентному сопротивлению нулевой последовательности с противоположной стороны.

С учетом этих положений выбираются реально возможные расчетные режимы для вычисления $3I_{0 макс.}$. Для дальнейшей проверки чувствительности защиты минимальные значения тока $3I_{0 мин.}$ вычисляются также с учетом этих положений.

Отсечка 2-1 линии Л2 на подстанции В (рис. 3-16, а) должна быть отстроена от к. з. на линиях противоположной подстанции Г (точка К5). Для определения $I_{расч.} = 3I_{0 макс.}$ принимается, что система работает в максимальном режиме ($x_{1с. макс.}$; $x_{0с. макс.}$), а сопротивление трансформатора с заземленной нейтралью на подстанции В является максимальным ($x_{0Тр1В} = 114$ Ом). С противоположной стороны — на подстанции Г — сопротивление $x_{0Тр1Г}$ также принимается максимальным (310 Ом). При этом отношение эквивалентного сопротивления нулевой последовательности со стороны системы до шин подстанции В [$x_{0В} = (15 + 48) \cdot 114 / (15 + 48 + 114) = 40,5$ Ом] к эквивалентному сопротивлению x_0 с противоположной стороны ($x_{0Тр1Г} + x_{0Л2} = 310 + 66 = 376$ Ом), равное 0,108, является минимальным (для сравнения: при минимальных значениях $x_{0Тр}$ подстанций В и Г это отношение равно 0,136; случай, когда $x_{0Тр1В}$ является минимальным, а $x_{0Тр1Г}$ — максимальным, не учитывается, поскольку является маловероятным).

Для точки К5: по рис. 3-16, б $x_{1К5} = x_{1с. макс.} + x_{1Л1} + x_{1Л2} = 12 + 16 + 22 = 50$ Ом;

по рис. 3-16, в со стороны системы

$$x_{0В} = [(x_{0с. макс.} + x_{0Л1}) / (x_{0Тр1В макс.})] + x_{0Л2} = [(15 + 48) \cdot 114 / (15 + 48 + 114)] + 66 = 106,5 \text{ Ом};$$

$$x_{0К5} = x_{0В} / x_{0Тр1Г макс.} = 106,5 \cdot 310 / (106,5 + 310) = 79 \text{ Ом}.$$

Ток в месте к. з. в точке К5

$$3I_{0 макс.}^{(1)} = 3 \cdot 110 \cdot 000 / [\sqrt{3} (2 \cdot 50 + 79)] = 1060 \text{ А},$$

в том числе по Л2 (от системы)

$$3I_{0 с.} = 1060 \cdot 79 / 106,5 = 790 \text{ А};$$

со стороны трансформатора $Тр1Г$ $3I_0 = 270 \text{ А}$.

По формуле (3-32) $I_{с.з.2.1} \geq 1,3 \cdot 790 = 1027 \text{ А}$, где $I_{расч} = 3I_{0 \text{ минс}}$ со стороны системы при к. з. на шинах противоположной подстанции Г. При этом токе срабатывания обеспечивается также отстройка отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов с заземленной нейтралью 110 кВ.

Определяется возможность выполнения отсечки 2-1 без элемента направления мощности, для чего вычисляется значение $3I_{0 \text{ минс}}$ при к. з. «за спиной», т. е. на 1 секции шин 110 кВ подстанции В. Наибольшее значение $3I_0$ имеет место при минимальных значениях x_0

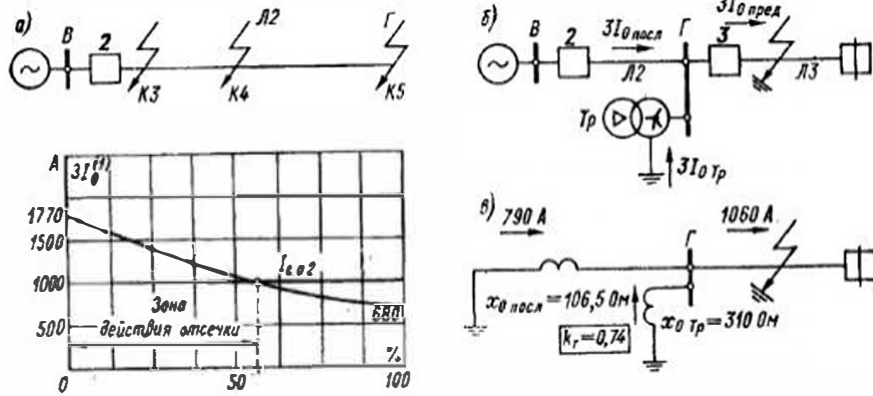


Рис. 3-17. Графическое определение зоны действия отсечки нулевой последовательности линии Л12 (а) и поясняющие схемы для вычисления коэффициента токораспределения k_T (б и в) к примеру 3-8

трансформаторов подстанций В и Г и при двухфазном к. з. на землю: $3I_{0 \text{ минс}}^{(1)} = 285 \text{ А}$. Для выполнения отсечки 2-1 без элемента направления мощности $I_{с.з.2.1} \geq 1,3 \cdot 285 = 370 \text{ А}$ и, следовательно, отсечка 2-1 может быть выполнена ненаправленной. Однако необходимо проверить эту возможность и в режиме питания подстанций В и Г со стороны подстанции Д, а также при заземлении нейтрали трансформатора $Tr2B$ (в данном примере эти режимы не рассматриваются).

Зона действия отсечки 2-1 для оценки ее эффективности определяется графически, так же как междуфазных отсечек (§ 1-2). Для этого вычисляются минимальные значения токов $3I_0^{(1)}$ через защиту при однофазных к. з. в начале, в середине и в конце линии Л12 (точки К3, К4, К5) и по ним строится кривая изменения тока $3I_0^{(1)}$ (рис. 3-17, а). Зона действия отсечки составляет 55 % защищаемой линии Л12; при к. з. в начале линии (точка К3) коэффициент чувствительности отсечки $1770/1027 = 1,7 > 1,2$, что требуется для дополнительной ступени защиты [1].

3. Выбирается ток срабатывания второй ступени (отсечка с выдержкой времени) 2-2 линии Л12 на подстанции В по условию отстройки от тока в линии Л12 при к. з. на землю на предыдущей ли-

нии Л3 в конце зоны действия отсечки (первой ступени) этой линии $\bullet I_{с.з.2.1} = 1100 \text{ А}$ (рис. 3-16, а):

$$I_{с.з.2.2} \geq k_{н} k_T I_{с.з.2.1}, \quad (3-33)$$

где $k_{н} = 1,1$ — коэффициент надежности (отстройки) при согласовании с защитой предыдущего элемента, учитывает погрешность реле и необходимый запас [4]; k_T — максимальный коэффициент токораспределения, представляющий собой отношение тока $3I_0$ в рассматриваемой последующей линии Л2 к току $3I_0$ в предыдущей линии Л3, с защитой которой производится согласование (рис. 3-17, б):

$$k_T = 3I_{0 \text{ посл}} / (3I_{0 \text{ пред}}). \quad (3-34)$$

В расчете по формуле (3-33) следует принимать максимально возможное значение k_T . Для сетей с радиальными линиями k_T может быть также определен из схемы замещения нулевой последовательности (рис. 3-17, в):

$$k_T = x_{0 \text{ эк}} / x_{0 \text{ посл}}, \quad (3-35)$$

где $x_{0 \text{ эк}}$ — эквивалентное сопротивление до точки к. з., которая расположена в самом начале предыдущей линии, причем противоположный конец этой линии отключен (рис. 3-17, б и в):

$$x_{0 \text{ эк}} = x_{0 \text{ посл}} x_{0 \text{ Tr}} / (x_{0 \text{ посл}} + x_{0 \text{ Tr}}).$$

В схеме 3-16 максимальное значение k_T для выбора $I_{с.з.2.2}$ будет иметь место при максимальном значении $x_{0 \text{ Tr} \Gamma} = 310 \text{ Ом}$. Сопротивление до шин подстанции Г со стороны системы $x_{0 \text{ шин Г}} = 106,5 \text{ Ом}$ (см. выше); эквивалентное сопротивление при к. з. у шин этой подстанции $x_{0 \text{ эк}} = 106,5 / 310 = 79 \text{ Ом}$; по формуле (3-35) $k_T = 79 / 106,5 = 0,74$, по (3-34) $k_T = 790 / 1060 = 0,74$ (рис. 3-17, в).

Тогда в соответствии с выражением (3-33) $I_{с.з.2.2} \geq 1,1 \times 0,74 \cdot 1100 = 900 \text{ А}$. Из рис. 3-17, а видно, что при таком токе срабатывания вторая ступень не защищает всю линию Л2. Для повышения чувствительности можно выбрать ток срабатывания этой ступени по условию отстройки к. з. в конце зоны действия второй ступени предыдущей защиты Л3, аналогично (3-33):

$$I_{с.з.2.2} \geq k_{н} k_T I_{с.з.2.1} = 1,1 \cdot 0,74 \cdot 100 = 80 \text{ А}.$$

Это обеспечит высокую чувствительность второй ступени защиты Л12, но потребует выдержку времени, на Δt большую, чем время срабатывания второй ступени предыдущей защиты (Л3), т. е. 0,8 с (при отстройке от отсечки 3-1 линии Л3 можно было бы принять 0,4 с). При наличии двух ступеней защиты 2 так и следует поступить, предварительно проверив надежность отстройки от токов небаланса при внешних трехфазных к. з. по условию (3-31). Эта ступень, очевидно, должна выполняться направленной.

При выполнении защиты 2 трехступенчатой в ряде случаев предпочтительнее выполнить менее чувствительную, но более быстройдействующую вторую ступень защиты, поскольку это может облегчить выбор уставок последующих защит (главным образом, умень-

пить уставки по времени). Для трехступенчатой защиты 2 окончательно выбираются уставки: 1027 А и 0,1 с (ненаправленная), 900 А и 0,4 с (ненаправленная); 80 А и 0,8 с (направленная). Выбирать ток срабатывания последней ступени менее 60 А (в особых случаях менее 40 А) не рекомендуется [4].

Для исключения влияния режима заземления нейтралей трансформаторов на настройку токовых защит нулевой последовательности на подстанциях с одним секционным выключателем (типа подстанции В, рис. 3-16) широко используется схема включения линейных защит на сумму токов нулевой последовательности этого выключателя и трансформатора той секции, на которую включена защищаемая линия, например для защиты 2 — включение на сумму токов секционного выключателя и $Tr2B$. Тогда при одном и том же к. з. на землю на линии Л2 через реле защиты 2 будут проходить одинаковые токи к. з. независимо от того, на каком из трансформаторов ($Tr1B$ или $Tr2B$) заземлена нейтраль. Сумма токов нулевой последовательности может быть получена и в том случае, если вместо трансформаторов тока, установленных в фазных выводах трансформаторов, использовать трансформаторы тока, установленные в *нейтралях обмоток 110 кВ* этих же трансформаторов (рис. 3-16).

4. Уставки трехступенчатой защиты 1 линии Л1 на подстанции А выбираются аналогично сказанному выше. Отсечка без выдержки времени 1-1 отстраивается от максимального значения тока $I_{0(1)}$ при к. з. в начале предыдущей линии Л2, когда последняя отключена с противоположного конца (на подстанции Г, рис. 3-16, а, как рекомендуется [4]); $I_{c.з.1.1} = 1,3 \cdot 1250 = 1625$ А. Как показывает расчет, отсечка может использоваться без элемента направления; зона ее действия охватывает более 50 % линии Л1. Вторая ступень, выбираемая по условию (3-33) отстройки от тока в Л1 при к. з. в конце зоны действия первой ступени 2-1 предыдущей линии Л2, должна иметь $I_{c.з.1.2} \geq k_n k_T I_{c.з.2.1} = 1,1 \cdot 0,64 \cdot 1027 = 723$ А. Коэффициент чувствительности при однофазном к. з. в конце Л1 — около 1,5; время срабатывания $t_{c.з.1.2} = 0,4$ с. Надо заметить, что при заземлении нейтрали на трансформаторе $Tr2B$ $k_n = 1$, и вторая ступень 1-2 должна иметь ток срабатывания не менее 1130 А при $t_{c.з.} = 0,4$ с или 990 А при $t_{c.з.} = 0,8$ с, что приведет к низкой чувствительности этой ступени.

Одновременно проверяется, не снизится ли чувствительность второй ступени 1-2 при включении короткозамыкателя трансформатора $Tr2B$ (работающего с *изолированной* нейтралью, рис. 3-16, а) при *одновременно трехфазном* к. з. на одной из сторон низшего напряжения этого трансформатора. Для этого определяется отношение (2-47): $x_{1TP}/x_{1C} = 112/33 = 3,4 > 3$, т. е. снижение чувствительности защиты 1 практически можно не учитывать (рис. 2-23). При аналогичном повреждении трансформатора подстанции В снижение чувствительности защиты 1 еще менее значительно.

Третья ступень 1-3 по условию (3-31) может иметь ток срабатывания 60 А, однако по условию селективности, аналогичному (3-33),

с учетом возможного значения $k_p = 1$ (заземление нейтрали на $Tr2B$) $I_{c.з.1.3} = 1,1 I_{c.з.2.3} = 1,1 \cdot 80 \approx 90$ А. Коэффициенты чувствительности: $k_{ч.осн} \gg 1,5$; $k_{ч.пер} \gg 1,2$. Время срабатывания $t_{c.з.1.3} = 1,2$ с. Вторая и третья ступени направлены.

Ускорение второй ступени 1-2 после АПВ не используется, поскольку ее время срабатывания 0,4 с. При использовании ускорения третьей ступени 1-3 после АПВ следует отстроить ее ток срабатывания от броска токов намагничивания трансформаторов с заземленными нейтралью (см. предыдущий пример). Для защиты 1 это потребует $I_{c.з.1.3} \geq 4 (I_{ном Tr1B} + I_{ном Tr1Г}) = 4 \cdot 156 = 625$ А, что недопустимо увеличит ток срабатывания третьей (резервной) ступени защиты. В таком случае ускорение нецелесообразно. Однако, как уже указывалось в предыдущем примере, этой отстройке не потребуются, если в цепи ускорения будет выполнено небольшое замедление, превышающее возможную разновременность включения фаз выключателя.

5. Проверяется чувствительность индукционного реле направления мощности (типа РБМ) защиты 1 по мощности срабатывания при к. з. на землю в конце зоны резервирования этой защиты (в конце Л2):

$$k_{ч} = (3I_{0 мин})^2 x_{0c} / (n_T n_n S_{c.p}), \quad (3-36)$$

где x_{0c} — наименьшее сопротивление нулевой последовательности со стороны системы до места установки проверяемой защиты (это сопротивление определяет значение напряжения нулевой последовательности на шинах в месте установки защиты); $S_{c.p}$ — мощность срабатывания реле направления (1 или 3 В·А [12]); n_T, n_n — коэффициенты трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения соответственно; для стандартных трансформаторов напряжения 110 кВ

$$n_n = \frac{110000}{\sqrt{3}} : 100 = 635.$$

Выражение (3-36) может быть представлено и в таком виде [4]:

$$k_{ч} = (3I_0 \cdot 3U_0)_{мин} / (n_T n_n S_{c.p}), \quad (3-36a)$$

где $3U_0 = 3I_0 x_{0c}$ [16].

Для условий этого примера минимальные значения $3I_0 = 450$ А, $x_{0c} = 15$ Ом. Тогда по выражению (3-36)

$$k_{ч} = 450^2 \cdot 15 / (80 \cdot 635 \cdot 3) = 20 > 1,4,$$

где $S_{c.p} = 3$ В·А для реле РБМ-177 (РБМ-277) [12]; 1,4 — необходимый коэффициент чувствительности в зоне резервирования [4].

По условию (3-36a) результат тот же.

В условиях эксплуатации в тех случаях, когда выполнено согласование чувствительности последних ступеней защиты, рекомендуется [4] проверять чувствительность реле направления мощности при токе, равном току срабатывания наиболее чувствительной направленной ступени. В данном примере это ток $I_{c.з.1.3} = 90$ А

(см. п. 4). Выполним проверку чувствительности по выражениям (3-36) или (3-36а):

для реле РБМ-177 $S_{с.р} = 3 \text{ В} \cdot \text{А}$, $k_q = 0,8$;

для реле РБМ-178 $S_{с.р} = 1 \text{ В} \cdot \text{А}$, $k_q = 2,4$;

для реле РБМ-178, модернизированного по указаниям [7], при $S_{с.р} \approx 1,8 \text{ В} \cdot \text{А}$ $k_q \approx 1,33$.

Для новых полупроводниковых реле направления мощности, выполненных на схеме сравнения абсолютных значений или на схеме сравнения фаз, определяются отдельно коэффициенты чувствительности по току и по напряжению [1, 4]. Например, по предварительной информации реле типа РМ-12 имеет $I_{с.р} = 0,25 \text{ А}$ и $U_{с.р} = 1, 2$ или 3 В . При токе срабатывания третьей ступени защиты I (90 А) $k_{ч.т} = 90/(80 \cdot 0,25) = 4,5 > 1,4$, где $n_T = 400/5 = 80$. Коэффициент чувствительности по напряжению $k_{ч.н} = 90 \cdot 15/(635 \cdot 1) = 2,1$, где принята уставка $U_{с.р} = 1 \text{ В}$, $n_n = 635$ (см. выше).

При недостаточной чувствительности реле направления мощности, срабатывающего и разрешающего действия защиты при направлении мощности к з. в линию («разрешающего реле»), рекомендуется проверить возможность применения реле направления мощности, срабатывающего при направлении мощности к з. к шинам («блокирующего реле»). Такие и более сложные случаи выполнения защит от к. з. на землю в сетях 110 кВ и выше рассмотрены в «Руководящих указаниях» [4]. Выбор уставок этих защит является настолько трудоемким, что, как правило, производится с помощью вычислительных машин.

6. Трансформатор подстанции Б на ответвлении от Л1 работает с изолированной нейтралью 110 кВ (рис. 3-16, а), что характерно для таких подстанций. В тех редких случаях, когда нейтраль 110 кВ на отпаечном трансформаторе должна быть заземлена (например, при замкнутой работе кольцевой сети 35 кВ, см. § 4-3), выбор токов срабатывания первой и второй ступеней защиты Л1 производится без учета этой нейтрали, а проверка чувствительности — с учетом, поскольку наличие заземленной нейтрали на отпаечной подстанции уменьшает токи $3I_0$ в защите Л1 при к. з. в конце этой линии и тем значительнее, чем ближе к месту к. з. включен трансформатор с заземленной нейтралью и чем меньше его сопротивление нулевой последовательности ($x_{отр.мин}$). С учетом возможного заземления нейтралей отпаечных подстанций производится проверка чувствительности и реле направления мощности нулевой последовательности.

7. Производится проверка трансформаторов тока и надежности работы контактов токовых реле и реле мощности (§ 1-3). Особое внимание уделяется проверке надежности работы контактов индукционных реле направления мощности типа РБМ, и особенно ИМБ, при к. з. в начале линии (табл. 1-3).

Выдается задание на наладку защиты. При этом для неиспользуемых в расчете, но имеющих на панели ступеней защиты также следует указывать уставки (например, для четвертой ступени задать такие же уставки, как для третьей).

ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

4.1. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с «Правилами» [1] устройствами автоматического повторного включения (АПВ) должны оборудоваться воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии, сборные шины, понижающие трансформаторы и др. Принципы и схемы выполнения и расчет уставок устройств АПВ рассматриваются в [2], 39, 40]. Ниже приводятся основные условия выбора уставок трехфазных АПВ линий и трансформаторов распределительных сетей.

1. АПВ линий с односторонним питанием

Время срабатывания однократного АПВ определяется по следующим условиям:

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{г.н} + t_{зап}, \quad (4-1)$$

где $t_{г.н}$ — время готовности привода, которое в зависимости от типа привода находится в пределах от 0,1 до 0,2 с;

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_{г.н} - t_{в.н} + t_{зап}, \quad (4-2)$$

где $t_{г.н}$ — время готовности выключателя, которое в зависимости от типа выключателя обычно находится в пределах от 0,2 до 2 с, но для некоторых типов может быть больше; $t_{в.н}$ — время включения выключателя;

$$t_{1 \text{ АПВ}} \geq t_d + t_{деи}, \quad (4-3)$$

где t_d — время деионизации среды в месте к. з., значение которого зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока к. з., от рабочего напряжения; ориентировочные средние значения [2] следующие: для сетей напряжением до 35 кВ включительно $t_d = 0,1$ с, для сетей 110 кВ $t_d = 0,17$ с, для сетей 150 кВ $t_d = 0,25$ с, для сетей 220 кВ $t_d = 0,32$ с.

Время запаса $t_{зап}$ для выражений (4-1)–(4-3) принимается равным примерно 0,5 с.

Данные для расчета по условиям (4-1) и (4-2) находятся в технических паспортах приводов и выключателей. Однако, как правило, этих данных не требуется, поскольку для одиночных воздушных линий 6–110 кВ с односторонним питанием практически принимается время срабатывания $t_{1 \text{ АПВ}}$ в пределах 3–5 с, которое значительно больше, чем может получиться по условиям (4-1)–(4-3). При такой выдержке времени до момента АПВ линии наиболее вероятно самоустранение причин, вызвавших неустойчивое к. з. (падение деревьев, набросы веток и других предметов, приближе-

ние к проводам передвижных механизмов), а также успевает произойти деионизация среды в месте к. з. «Правила» [1] допускают увеличение выдержки времени устройств АПВ однократного действия именно с целью повышения эффективности действия этих устройств. Устаревшие типы устройств АПВ, не имеющие выдержки времени ($t_{1 \text{ АПВ}} \approx 0,2 \div 0,3 \text{ с}$), характеризуются весьма низким процентом успешных действий.

Если для потребителей столь длительный перерыв электроснабжения является недопустимым, то время $t_{1 \text{ АПВ}}$ следует выбрать по условиям (4-1)—(4-3), а для повышения процента успешных действий выполнить двукратное АПВ линии.

Время автоматического возврата устройств АПВ, выполненных с помощью специальных реле серии РПВ, может не рассчитываться, так как оно определяется продолжительностью заряда конденсатора (15—25 с), которая надежно обеспечивает однократность действия АПВ.

Для обеспечения однократности действия АПВ выключателя, оборудованного пружинным или грузовым приводом, минимальное время натяжения пружины или подъема груза (время возврата АПВ $t_{\text{в}}$) должно быть выбрано большим максимального времени действия защиты после включения на устойчивое к. з.:

$$t_{\text{в}} \geq t_{\text{с.з. макс}} + t_{\text{зап}} \quad (4-4)$$

а при наличии в схеме АПВ реле времени с уставкой $t_{1 \text{ АПВ}}$ [21]

$$t_{\text{в}} \geq t_{\text{с.з. макс}} + t_{1 \text{ АПВ}} + t_{\text{зап}} \quad (4-4а)$$

где $t_{\text{зап}} = 2 \div 3 \text{ с}$.

Минимальное время натяжения пружин стандартных приводов составляет 6 с, максимальное — 15 с [21], что вполне обеспечивает однократность действия АПВ.

Время срабатывания второго цикла двукратного АПВ [1]

$$t_{2 \text{ АПВ}} \geq 10 \div 15 \text{ с} \quad (4-5)$$

Это объясняется необходимостью подготовки выключателя к возможному третьему отключению к. з. при устойчивом повреждении линии. Наряду с этим увеличение $t_{2 \text{ АПВ}}$ повышает вероятность успешного действия АПВ во втором цикле. Для выключателей с пружинными приводами $t_{2 \text{ АПВ}}$ не должно быть меньше времени возврата привода в состоянии готовности к АПВ, т. е. времени натяжения пружин (см. выше); рекомендуемое значение $t_{2 \text{ АПВ}}$ — не менее 15—20 с [21]; в некоторых энергосистемах выполняют второй цикл АПВ с $t_{2 \text{ АПВ}} = 20 \div 30 \text{ с}$.

2. АПВ линий с выделенной нагрузкой

В распределительных сетях могут быть районы с местными электростанциями относительно небольшой мощности, работающими параллельно с энергосистемой. При этом обычно большая часть потребляемой мощности района получается от системы по

линии электропередачи, называемой *линией связи* (Л1, рис. 4-1). При отключении линии связи местная электростанция отделяется от системы с дефицитом мощности, что может вызвать опасное снижение частоты и напряжения и вследствие этого полное расстройство работы потребителей всего района, в том числе механизмов собственных нужд электростанции.

Для предотвращения аварии применяется АПВ линии с выделенной нагрузкой в сочетании с делительной защитой ДЗ (делительной автоматикой), установленной на одном из элементов связи генераторов станции с системой (рис. 4-1).

Время срабатывания АПВ линии связи в такой схеме должно быть больше максимального времени действия делительной защиты ($t_{\text{ДЗ}}$):

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{ДЗ}} + \Delta t, \quad (4-6)$$

где $\Delta t = 0,5 \div 0,7 \text{ с}$. Определение времени действия делительных защит рассмотрено в § 4-3. Окончательно выбранное время срабатывания АПВ должно быть наибольшим из полученных по условиям (4-1)—(4-3) и (4-6).

Для предотвращения опасного несинхронного включения электростанции по линии связи при отказе делительной защиты рекомендуется выполнять АПВ линии с контролем отсутствия напряжения со стороны линии. Такой контроль осуществляется с помощью одного минимального реле напряжения, подключенного к трансформатору напряжения или устройству отбора напряжения, установленным на линии сразу же за линейным выключателем (рис. 4-1).

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения в схеме АПВ выбирается меньшим, чем напряжение срабатывания минимального реле напряжения защит электростанций:

$$U_{\text{с.н. АПВ}} \leq U_{\text{с.н. ДЗН}} / k_{\text{н}} \quad (4-7)$$

где $U_{\text{с.н. ДЗН}}$ — напряжение срабатывания минимального реле напряжения в схеме делительной защиты, равное обычно $(0,6 \div 0,7) U_{\text{ном}}$; $k_{\text{н}}$ — коэффициент надежности, равный 1,1—1,2.

АПВ на выделенную нагрузку характерно и для линий, питающих подстанции с крупными синхронными двигателями и синхронными компенсаторами, которые не допускают несинхронного включения и поэтому отключаются перед АПВ (или у них гасится поле) с помощью делительных защит (делительной автоматки) [13]. Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения в схеме АПВ выбирается в пределах $(0,3 \div 0,6) U_{\text{ном}}$. Время срабатывания АПВ выбирается по формуле (4-6).

Контроль отсутствия напряжения со стороны линии используется также в схемах АПВ линий, по которым может быть подано обратное напряжение в результате действия сетевых АВР (§ 4-2).

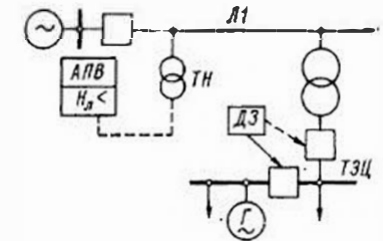


Рис. 4-1. Схема участка распределительной сети с местной электростанцией

3. АПВ линий, работающих в замкнутой сети с одним источником питания

Автоматическое повторное включение линий, работающих в замкнутой сети с одним или несколькими источниками питания (рис. 4-2), должно производиться только после того, как поврежденная линия будет отключена с *обеих сторон*. Поэтому дополнительно к условиям (4-1) и (4-2) необходимо выполнить следующее условие (для линии Л1, рис. 4-2):

$$t_{\text{АПВ}1} \geq t_{\text{с.з}2} - t_{\text{с.з}1} + t_{\text{о.в}2} - t_{\text{о.в}1} + t_{\text{д}} - t_{\text{н.в}1} + t_{\text{зап}}, \quad (4-8)$$

где $t_{\text{с.з}1}$, $t_{\text{о.в}1}$, $t_{\text{н.в}1}$ — наименьшее время срабатывания защиты, время отключения и время включения выключателя на том конце линии, для которого рассчитывается $t_{\text{АПВ}1}$; $t_{\text{с.з}2}$, $t_{\text{о.в}2}$ — наибольшее время срабатывания защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии; $t_{\text{д}}$ — время деионизации среды в месте к. з.; $t_{\text{зап}}$ — дополнительный запас во времени, принимается равным 0,5–0,7 с.

С целью ускорения действия АПВ, как правило, должно учитываться время срабатывания *второй* ступени защиты на противоположном конце линии ($t_{\text{с.з}2}^{\text{II}}$). Если же вторая ступень не защищает рассматриваемую линию с достаточной чувствительностью, следует подставлять в выражение (4-8) время срабатывания третьей ступени защиты ($t_{\text{с.з}2}^{\text{III}}$). Для приближенных расчетов можно упростить выражение (4-8):

$$t_{\text{АПВ}1} \approx t_{\text{с.з}2} + t_{\text{д}} + t_{\text{зап}}. \quad (4-9)$$

Для линий, работающих в замкнутой сети с двумя и более источниками питания, схемы выполнения и расчет уставок АПВ имеют ряд особенностей, которые рассмотрены в [39, 40].

4. АПВ трансформаторов

Устройствами АПВ оборудуются все одиночные трансформаторы мощностью более 1 МВ·А [1]. Время срабатывания АПВ трансформаторов, которое, по сути дела, является АПВ шин низшего напряжения, определяется по условиям (4-1)–(4-3). Для тех подстанций, где в качестве источника оперативного тока используются предварительно заряженные конденсаторы, необходимо дополнительно проверить, что перед АПВ конденсаторы успевают зарядиться:

$$t_{\text{АПВ}} \geq t_{\text{зар}} + t_{\text{зап}}, \quad (4-10)$$

где $t_{\text{зар}}$ — время, необходимое для заряда конденсаторов, разрядившихся в процессе действия защиты и отключения выключателя трансформатора; $t_{\text{зап}} \geq 2$ с.

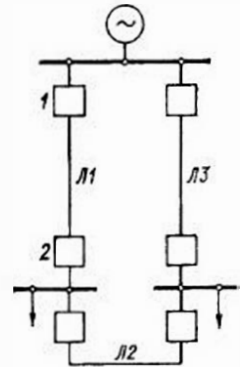


Рис. 4-2. Схема замкнутой распределительной сети с односторонним питанием

Время заряда $t_{\text{зар}}$ зависит от суммарной емкости (C) всех конденсаторов, которые должны зарядиться перед действием АПВ, а также от типа конденсаторов и зарядного устройства. Это время должно определяться при наладке при пониженном напряжении на входе зарядного устройства. Ориентировочно для схем с УЗ-400 и УЗ-401 (при введенном ограничивающем сопротивлении) время $t_{\text{зар}}$ составляет 2 с при $C = 40$ мкФ; 4 с — при $C = 80$ мкФ; 10 с — при $C = 200$ мкФ (по данным Мосэнерго). При необходимости это время может быть уменьшено путем некоторого изменения схемы. Для схем защиты на переменном оперативном токе с новыми блоками питания и заряда типа БПЗ-401 (выпускаются вместо УЗ-401) и БПЗ-402 условие (4-10) можно не учитывать, поскольку эти блоки обеспечивают быстрый заряд конденсаторов ($t_{\text{зар}} \approx 0,1$ с).

Если в прилегающей сети низшего напряжения имеются синхронные генераторы, компенсаторы или двигатели, АПВ трансформатора должно иметь орган, контролирующий исчезновение напряжения на шинах. Время действия устройства АПВ и напряжение срабатывания его пускового органа должны выбираться по условиям (4-6) и (4-7).

4.2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВА

1. Общие сведения

Устройства автоматического включения резерва (АВР) применяются в распределительных сетях и на подстанциях, имеющих два или более источников питания, но работающих по схеме одностороннего питания [39, 41]. Использование режима одностороннего питания может существенно снизить значения токов к. з., что позволит применить более дешевую аппаратуру, а также в ряде случаев может упростить релейную защиту, обеспечить лучшие условия регулирования напряжения и т. д. В распределительных сетях применяются две группы АВР: местные и сетевые.

Местным АВР называют устройство, все элементы которого установлены на одной подстанции и действия которого не выходят за пределы этой подстанции. Характерной особенностью построения схемы местного АВР является подача команды на включение выключателя резервного источника питания только с помощью специальных вспомогательных контактов (блок-контактов) выключателя рабочего питания, которые замыкаются при его отключении. Например, секционный выключатель подстанции В (рис. 4-3) вклю-

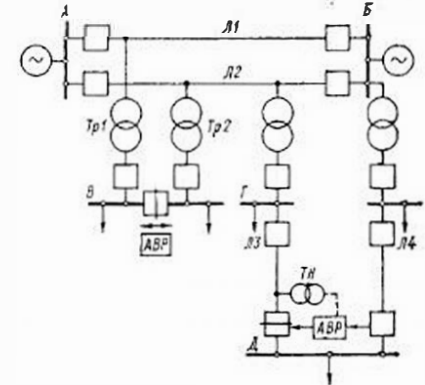


Рис. 4-3. Схема распределительной сети с устройствами местных АВР на подстанциях В (двустороннего действия) и Д (одностороннего действия)

чается схемой АВР только после отключения рабочего выключателя трансформатора $Tp1$ или $Tp2$, а выключатель линии ЛЗ на подстанции Д — только после отключения выключателя Л4 на этой же подстанции. Этим исключается возможность подачи напряжения при АВР на к. з. в сети рабочего источника питания.

Сетевой АВР представляет собой комплекс устройств, в который входят само устройство АВР, а также устройства делительной автоматки, действующие до или после АВР, устройства для автоматического изменения уставок релейной защиты и т. п. Эти устройства расположены в разных точках распределительной сети, как правило, не связаны между собой проводными или высокочастотными каналами, но их действия объединены единством задачи и строго согласованы между собой путем правильного выбора принципов действия и параметров срабатывания (уставок). В отличие от местного АВР команда на включение нормально отключенного выключателя, оборудованного сетевым АВР, подается самим устройством АВР, а предварительное отключение выключателей рабочего питания в заданных точках сети производится другими устройствами, главным образом делительной автоматикой (рис. 4-5). Поскольку выполнение схем и расчет уставок местных и сетевых АВР имеют существенные различия, эти устройства рассматриваются раздельно.

2. Основные условия выполнения и расчета местных АВР

Схемы и уставки местных АВР должны отвечать следующим основным требованиям.

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах подстанции по любой из двух причин.

а. При аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателя рабочего питания, находящегося на данной подстанции (например, выключателя линии Л4 на подстанции Д — рис. 4-3); в этом случае немедленно должен автоматически включаться резервный источник питания (линия ЛЗ на той же подстанции); продолжительность перерыва питания в этих случаях определяется в основном собственным временем включения резервного выключателя, которое составляет 0,4—0,8 с. Такой «быстрый» АВР широко применяется и на электростанциях в системе собственных нужд и на подстанциях, за исключением подстанций с такими электродвигателями, для которых включение в противофазу является опасным.

б. При исчезновении напряжения на шинах или на линии, откуда питается рабочий источник; для выполнения этого требования в схеме АВР должен предусматриваться специальный пусковой орган, состоящий из реле, реагирующих на снижение напряжения рабочего источника питания, и реле, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике питания. На подстанциях с крупными синхронными двигателями для ускорения действия АВР пусковой орган напряжения может дополняться реле понижения

частоты или реле разности частот, запускающим АВР при снижении частоты на рабочем источнике, но при сохранении нормальной частоты на резервном, или устройством, реагирующим на скорость снижения частоты [13].

Контроль наличия напряжения на резервном источнике особенно важен для подстанций, у которых могут одновременно отключаться оба источника питания (подстанция В, рис. 4-3). В таких случаях пусковые органы АВР будут ждать появления напряжения на одном из источников питания без ограничения времени. Контроль частоты резервного источника питания предотвращает излишние срабатывания АВР при авариях, связанных со снижением частоты и работой устройств АЧР.

Напряжения срабатывания (замыкания) размыкающих контактов реле, реагирующих на снижение напряжения (минимальных реле), следовало бы выбирать таким образом, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения. Однако по условиям термической стойкости стандартных реле их напряжения срабатывания не должно быть ниже 15 В (реле РН-53/60Д [12]). Наряду с этим выбор очень низкого напряжения срабатывания вызовет замедление действия АВР, поскольку двигатели нагрузки, вращаясь по инерции после отключения питания, могут при определенных условиях поддерживать на шинах достаточно медленно снижающееся напряжение. Поэтому рекомендуется принимать напряжение срабатывания минимальных реле напряжения

$$U_{с.р} = (0,25 \div 0,4) U_{ном}. \quad (4-11)$$

При выполнении пускового органа с помощью реле времени переменного напряжения типа ЭВ-215—ЭВ-245 следует отбирать реле, имеющие напряжение срабатывания (отпадания якоря) в пределах, указанных в (4-11), что не всегда возможно. У трехфазных реле времени типа ЭВ-215к—ЭВ-245к значение этого напряжения не превышает 0,35 $U_{ном}$ [12].

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{с.н} = U_{раб.мин} / (k_n k_p n_n) \quad (4-12)$$

где $U_{раб.мин}$ — минимальное рабочее напряжение; k_n — коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,1—1,2; k_p — коэффициент возврата реле, который для реле серии РН-50 равен 1,2—1,25 [12]. Таким образом из выражения (4-12)

$$U_{с.р} = (0,6 \div 0,65) U_{ном}. \quad (4-12а)$$

Частота срабатывания частотного пускового органа АВР принимается в пределах 46—48 Гц. При установке старых реле понижения частоты типа ИВЧ требуется дополнительное замедление действия пускового органа на 0,3—0,5 с во избежание излишнего действия АВР из-за возможного срабатывания реле при снятии

с него напряжения. При установке реле типа РЧ-1 такое замедление частотного пускового органа не выполняется.

2. Пуск схемы местного АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого по формуле (4-11) должен производиться с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при к. з. в питающей сети или на отходящих элементах, а также

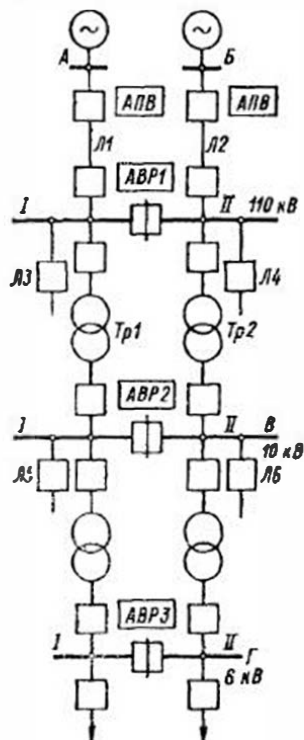


Рис. 4-4. Схема нормально разомкнутой распределительной сети с несколькими устройствами местных АВР двустороннего действия и АПВ линий

пример, для устройства АВР1 (рис. 4-4), с целью ожидания срабатывания двух циклов АПВ Л1 (Л2):

$$t_{с.р. АВР1} \geq (t_{с.з} + t_1 АПВ + t'_{с.з} + t_2 АПВ)Л1 (Л2) + t_{зап}, \quad (4-15)$$

где $t_{с.з}$ — время действия той ступени защиты линии Л1 (Л2), которая надежно защищает всю линию; $t'_{с.з}$ — время действия защиты Л1 (Л2), ускоряемой после АПВ; $t_1 АПВ$, $t_2 АПВ$ — уставки по времени первого и второго циклов двукратного АПВ линии Л1 (Л2); $t_{зап} \approx 2,5-3,5$ с в зависимости от типов выключателей, реле времени в схемах защит, АПВ, АВР [41].

для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств противоаварийной автоматики в рассматриваемом узле. Время срабатывания реле времени пускового органа напряжения местного АВР ($t_{с.р. АВР}$) должно выбираться по следующим условиям.

а. По условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых к. з. могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (4-11):

$$t_{с.р. АВР} \geq t_1 + \Delta t; \quad (4-13)$$

$$t_{с.р. АВР} \geq t_2 + \Delta t, \quad (4-14)$$

где t_1 — наибольшее время срабатывания защиты присоединенной шин высшего напряжения подстанции (например, защиты линий Л3 или Л4 при выборе уставок АВР2 в схеме на рис. 4-4); t_2 — то же для присоединений шин, где установлен АВР (для АВР2 — линий Л5, Л6 или трансформаторов, рис. 4-4); Δt — ступень селективности, принимаемая равной 0,6 с при использовании реле времени АВР типа ЭВ со шкалой до 9 с и равной 1,5—2 с — со шкалой 20 с.

б. По условию согласования действий АВР с другими устройствами противоаварийной автоматики узла (АПВ, АВР, делительной автоматикой). На-

Для устройства АВР2 (рис. 4-4) с целью ожидания срабатывания АВР1, расположенного ближе к источникам питания,

$$t_{с.р. АВР2} \geq t_{с.р. АВР1} + t_{зап}, \quad (4-16)$$

где $t_{зап} \approx 2-3$ с в зависимости от типов выключателей и реле времени в схемах АВР1 и АВР2 [41].

Другим примером является применение так называемого *поочередного АВР* в целях снижения токов самозапуска и, следовательно, уменьшения токов срабатывания защит резервных элементов. В схеме 1-51 резервным элементом может быть любая из магистральных линий при аварийном отключении одной из них. Интервалы времени между срабатываниями предыдущего и последующего АВР на подключенных к магистралям подстанциях выбираются с учетом продолжительности самозапуска их нагрузки, а очередность действий АВР — с учетом технологии производства.

Поскольку условия (4-15) и (4-16) в ряде случаев могут приводить к значительной задержке восстановления электроснабжения, особенно при ожидании срабатывания второго цикла двукратного АПВ на питающей линии (до 20 с), в целях ускорения действия местных АВР можно не ждать успешного срабатывания второго, а иногда и первого циклов АПВ питающей (рабочей) линии. При этом выбирают $t_{с.р. АВР}$ только по условиям (4-13) и (4-14). Однако это допустимо только тогда, когда схемы устройств АВР обеспечивают автоматическое восстановление первичной схемы доаварийного режима, как требуется по «Правилам» [1]. Схемы устройств АВР с автоматическим восстановлением первичной схемы (автоматическим возвратом) описаны в работах [39, 41]. Переход от одной первичной схемы к другой может производиться с кратковременным замыканием сети между рабочим и резервным источниками питания (А и Б, рис. 4-4), т. е. без погашения потребителей, или, если такое замыкание недопустимо, то с кратковременным погашением — от момента отключения резервного питания (например, секционного выключателя, рис. 4-4) до включения выключателя рабочего питания. Недопустимость даже кратковременного замыкания сети между рабочим и резервным источниками может быть вызвана их несинфазностью (например, при разных группах соединения обмоток рабочего и резервного питающих трансформаторов), отсутствием синхронизма (например, из-за принадлежности к разным, не связанным или слабо связанным между собой энергосистемам) и т. п.

Включение рабочего выключателя после восстановления напряжения на рабочем источнике в типовой схеме АВР производится с выдержкой времени, равной 14—15 с (для того чтобы убедиться в полной исправности рабочего источника). Еще через 4—5 с отключается резервный выключатель. Таким образом, примерно через 20 с восстанавливается нормальная схема подстанции.

3. Действие АВР должно быть *однократным*. Однократность обеспечивается: в схемах АВР на переменном оперативном токе использованием энергии предварительно поднятого груза или натянутых пружин в приводах выключателей, или энергии предва-

рительно заряженных конденсаторов, а в схеме АВР на постоянном оперативном токе — применением специального промежуточного реле однократности включения, имеющего небольшое замедление на возврат после снятия напряжения с его катушки [39]. Выдержка времени при возврате этого реле должна несколько превышать время включения выключателя резервного питания:

$$t_{в.в} = t_{в.в} + t_{зап}, \quad (4-17)$$

где $t_{в.в}$ — время включения выключателя резервного источника питания; $t_{зап}$ — время запаса, принимаемое равным 0,3—0,5 с.

Однако при необходимости ожидания предварительного срабатывания делительной защиты (автоматики) генераторов, синхронных компенсаторов или двигателей замедление по условию (4-17) может оказаться недостаточным и такая схема АВР выведется из действия раньше, чем сработает делительная защита. Для предотвращения отказа АВР по этой причине следует применять схему АВР с ожиданием (без ограничения времени) снижения напряжения ниже принятого по формуле (4-11), например схему АВР с реле РПВ-58 [12] или аналогичным статическим реле РПВ-01, или другие специальные схемы [13, 39].

4. Для ускорения отключения выключателя резервного источника питания при включении на неустранившееся к. з. должно предусматриваться автоматическое кратковременное ускорение защиты. Это ускорение, как указывается в [7], не допускается производить до 0 с (путем полного исключения выдержки времени) на резервных источниках питания собственных нужд электростанций, поскольку при этом возможны неправильные действия защиты резервного источника из-за кратковременных бросков пусковых токов или токов при АВР незатормозившихся двигателей. Такие же требования должны быть предъявлены к ускорению защит на подстанциях, в нагрузке которых преобладают электродвигатели и понижающие трансформаторы (для последних характерны броски намагничивающего тока). Поэтому выдержка времени ускоряемых защит не должна быть менее 0,5 с. Защиты, имеющие время срабатывания не более 1,2 с, допускается не ускорять при действии АВР. В современных типовых схемах предусматривается возможность выполнения выдержки времени в цепи ускорения защит. Выдержка времени 0,5 с позволяет не отстранять максимальную защиту (по току) от бросков пусковых токов (а только от установившегося значения $I_{свп}$), токов включения незатормозившихся двигателей, бросков намагничивающих токов трансформаторов, на которые подается напряжение в результате действия АВР.

Пример 4-1. Выбираются уставки реле времени пусковых органов напряжения устройств АВР1, АВР2 и АВР3 (рис. 4-4). Уставки релейной защиты линий Л1—Л6 заданы. Время срабатывания первого цикла АПВ линий Л1 и Л2 равно 2 с, второго цикла — 10 с.

Решение. 1. Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР1 (на секционном выключателе 110 кВ).

а. По условию (4-15) обеспечения срабатывания устройства АВР1 только после неуспешного действия АПВ первого цикла линии Л1 (Л2):

$$t_{с.р. АВР1} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ})_{Л1 (Л2)} + t_{зап} = 1,5 + 2 + 3 = 6,5 \text{ с.}$$

б. То же, но после неуспешного действия АПВ второго цикла линии Л1 (Л2):

$$t_{с.р. АВР1} \geq (t_{с.з} + t_{1 АПВ} + t_{с.з} + t_{2 АПВ})_{Л1 (Л2)} + t_{зап} = 1,5 + 2 + 0,5 + 10 + 3,5 = 17,5 \text{ с.}$$

В целях ускорения действия АВР1 не следует считаться с возможностью успешного действия АПВ второго цикла, тем более, что вероятность его невелика, а уменьшение времени срабатывания пускового органа АВР1 позволит выбрать меньшие уставки по времени для пусковых органов АВР2 и АВР3.

в. По условию (4-13) $t_{с.р. АВР1} = t_1 + \Delta t = 1,5 + 0,6 = 2,1 \text{ с}$, где t_1 — наибольшая выдержка времени защит линий 110 кВ, отходящих от шин подстанций А и Б, принимается равной $t_{с.з}$ линий Л1 (Л2).

г. По условию (4-14) $t_{с.р. АВР1} = t_2 + \Delta t = t_{с.з Л3 (Л4)} + \Delta t = 1 + 0,6 = 1,6 \text{ с}$. При этом имеется в виду, что трансформаторы Тр1 и Тр2 оборудованы брестдействующими защитами (газовой и дифференциальной), а к. з. за этими трансформаторами не вызывает снижения напряжения на шинах 110 кВ ниже уставки пускового органа, выбранной по формуле (4-11).

Принимается время срабатывания реле времени пускового органа АВР1 $t_{с.р.} = 6,5 \text{ с}$.

2. Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР2 (на секционном выключателе 10 кВ подстанции В).

а. По условию (4-16) обеспечения срабатывания устройства АВР2 только после неуспешного действия АВР1

$$t_{с.р. АВР2} \geq t_{с.р. АВР1} + t_{зап} = 6,5 + 2,5 = 9 \text{ с.}$$

б. Очевидно, что условия (4-13) и (4-14) при выбранном $t_{с.р.} = 9 \text{ с}$ также выполняются.

3. Выбирается уставка реле времени пускового органа устройства АВР3 (на секционном выключателе 6 кВ подстанции Г). По определяющему условию (4-16)

$$t_{с.р. АВР3} \geq t_{с.р. АВР2} + t_{зап} = 9 + 2,5 = 11,5 \text{ с.}$$

Обеспечение строгой последовательности (селективности) действий устройств АПВ и АВР в сложной сети по условию (4-16), как видно из примера, приводит к необходимости существенного замедления действий АВР, особенно на шинах низших напряжений, до 10—20 с.

Для ускорения восстановления напряжения и облегчения самозапуска электродвигателей можно нарушить принятую в примере последовательность действий АПВ и АВР. В этих случаях время срабатывания пускового органа минимального напряжения устройств АВР выбирается только по условиям (4-13) и (4-14). Возврат к нормальной первичной схеме после восстановления напряжения от рабочего источника питания может производиться автоматически (см. выше) или оперативным персоналом.

3. Основные условия выполнения и расчета сетевых АВР

Схемы и уставки сетевых АВР должны отвечать следующим основным требованиям.

1. Схема сетевого АВР *одностороннего* действия должна приходиться в действие при исчезновении напряжения со стороны основного (рабочего) источника питания при наличии напряжения со стороны резервного. Схема сетевого АВР *двустороннего* действия должна приходиться в действие при исчезновении напряжения со стороны любого из двух источников питания при наличии напряжения со стороны другого источника питания (рис. 4-5).

Напряжение срабатывания реле, контролирующих отсутствие напряжения, выбирается по формуле (4-11) и дополнительно по

условию, аналогичному (4-7), в котором имеются в виду не только делительные защиты местных электростанций или крупных синхронных двигателей, но и *делительные защиты минимального напряжения*, действующие *перед срабатыванием сетевого АВР* для предотвращения опасных перегрузок, включений на удаленные к. з. и т. п. (§ 4-3). Например, на рис. 4-5 такая делительная защита на подстанции Г предотвращает возможность опасной подпитки неустраивившегося к. з. на питающей линии высшего напряжения Л1 через сеть низшего напряжения от источника А после срабатывания сетевого АВР.

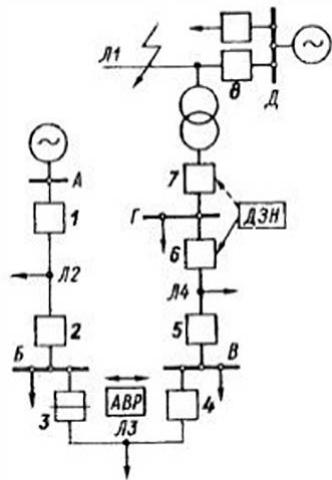


Рис. 4-5. Схема распределительной сети с сетевым АВР двустороннего действия и делительной защитой минимального напряжения (ДЗН), действующей перед АВР в сторону подстанции Г во избежание включения на к. з. в сети высшего напряжения (на Л1)

по условию ожидания действия АПВ на линии основного (рабочего) питания, аналогично (4-15), или АВР в питающей сети (§ 4-3); $\Delta t = 0,6$ с при использовании реле времени со шкалами до 9 с и $\Delta t = 1,5 \div 2$ с — со шкалами до 20 с.

Для ускорения действия сетевых АВР, так же как и местных, допустимо не ждать срабатывания АПВ на питающей (рабочей) линии или АВР в питающей сети. Соответственно настраиваются и делительные защиты, действующие перед данным сетевым АВР. При отсутствии делительной защиты необходимо в схеме АПВ питающей (рабочей) линии предусмотреть контрольный орган отсутствия напряжения на линии, чтобы избежать АПВ после срабатывания сетевого АВР, особенно если замыкание сети между двумя источниками питания является недопустимым (например, при несинфазных или несинхронных напряжениях этих источников). На схеме рис. 4-5 нет делительной защиты минимального напряжения на подстанции А, поскольку шины этой подстанции надежно

питаются от нескольких источников («несогасаемые» шины). Поэтому АПВ линии Л2 со стороны этой подстанции должно быть выполнено с контролем отсутствия напряжения на линии, если имеется необходимость ускорить действие сетевого АВР в сторону подстанции Б, не считаясь с условием (4-15), а замыкание сети между источниками А и Д недопустимо. Контроль отсутствия напряжения можно выполнить только для второго цикла АПВ или для обоих циклов. Соответственно и выполняется при расчете условие (4-15).

Для сетевых АВР двустороннего действия могут быть выбраны разные уставки по времени для работы в разные стороны.

3. Действие сетевого АВР должно быть *однократным*. Имеются различные схемы, обеспечивающие однократность АВР, в том числе широко применяются схемы с использованием реле РПВ-58 или РПВ-258 [12] АПВ линии. Поскольку уставки по времени АПВ (первого цикла) и АВР обычно существенно отличаются друг от друга, рекомендуется выполнить (путем небольшой переделки реле РПВ) автоматическое изменение уставок по времени при переводе режимного ключа АПВ—АВР из одного положения в другое.

4. *Ускорение* действия защиты при срабатывании сетевого АВР может осуществляться, но при этом необходимо обеспечить селективность ускоряемой защиты как с предыдущей (на элементе, где может сохраниться повреждение), так и с последующей (со стороны питающего источника). При АВР двустороннего действия ускоряемая защита, очевидно, должна обладать способностью действовать при направлениях тока к. з. как от шины в линию, так и в обратном направлении, и обладать селективностью со смежными защитами в обоих режимах после АВР. Например, на рис. 4-5 такой защитой является защита на выключателе З, оборудованном сетевым АВР двустороннего действия. При срабатывании АВР в сторону подстанции Б у этой защиты может шунтироваться элемент направления или автоматически изменяться уставка по времени.

4-3. ДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ (АВТОМАТИКА ДЕЛЕНИЯ)

1. Назначение делительных защит

а. В *замкнутых* распределительных сетях делительные защиты предназначены: для автоматического деления сети при возникновении несинхронного режима или опасной перегрузки линий сети низшего напряжения при аварийном отключении шунтирующей линии высшего напряжения (на рис. 4-6 — при отключении Л1); для автоматического деления сети при к. з. на элементах высшего напряжения (на линии Л1, рис. 4-7); для автоматического деления питающих источников с целью уменьшения тока к. з., отключаемого недостаточно мощным выключателем (выбор мест установки и направлений действия этих защит осуществляют службы и группы энергетических режимов); для автоматического деления сети с целью обеспечения селективной работы последующих защит (рис. 1-48).

Все эти защиты являются ограниченно-селективными; их иногда называют «защитой слабой связи».

6. В нормально разомкнутых распределительных сетях, оборудованных устройствами сетевых АВР, делительные защиты предназначены для действия *перед* АВР с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и линий в режимах после АВР, а также для предотвращения включения на неустранившееся к. з. на элементах высшего напряжения (рис. 4-5). В некоторых случаях эти защиты позволяют уменьшить число комплектов сложных направленных защит в такой сети с двусторонним питанием.

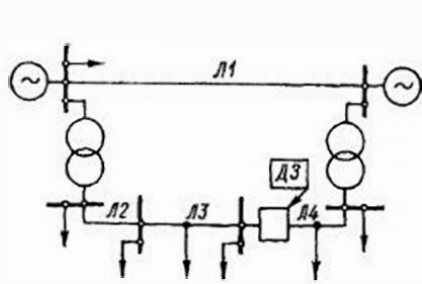


Рис. 4-6. Схема распределительной сети с шунтирующей линией высшего напряжения (Л1)

ДЗ — делительная защита, действующая при возникновении асинхронного хода вследствие отключения Л1

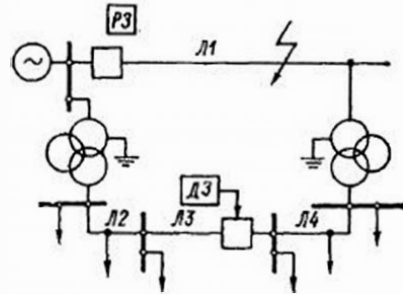


Рис. 4-7. Схема распределительной сети с делительной защитой (защитой «слабой связи»), действующей при к. з. в сети высшего напряжения (Л1)

в. В распределительных сетях с местными электростанциями относительно небольшой мощности делительные защиты предназначены для отключения этих электростанций в аварийных условиях с целью обеспечения успешных действий АПВ линий с выделенной нагрузкой (§ 4-2), а также действий АВР. На подстанциях с крупными синхронными двигателями делительные защиты должны обеспечивать отключение или гашение поля этих двигателей перед действием АПВ или АВР во избежание опасного несинхронного включения синхронных двигателей и для ускорения действия схем АПВ и АВР с контролем снижения напряжения. Эти защиты требуются также для предотвращения неправильной работы (отказа) автоматики отделителей или повреждения отделителей трансформаторов на ответвлениях линий 35—220 кВ из-за подпитки места к. з. в трансформаторе (с учетом включившегося короткозамыкателя) синхронными двигателями других подстанций [13].

Назначение делительных защит (автоматики деления) определено в [1, 7], схемы выполнения и условия выбора параметров срабатывания отдельных типов делительных защит рассмотрены в работах [13, 39]. Ниже приводятся основные условия расчета делительных защит (автоматики деления), наиболее часто применяемых в распределительных сетях.

2. Расчет уставок делительных защит

А. Делительная защита, действующая при возникновении асинхронного режима. Наиболее просто защита выполняется с помощью трех токовых реле типа РТ-40, включенных на фазные токи; контакты всех трех токовых реле включены последовательно. Выдержка времени и ток срабатывания задаются службами (группами) энергетических режимов. Обычно время действия этой защиты составляет от 0 до 0,5 с. Ток срабатывания отстраивается от максимального рабочего тока линии:

$$I_{с.з} \approx (1,2 \div 1,3) I_{\text{раб. макс.}} \quad (4-19)$$

Коэффициент чувствительности проверяется для тока, который может проходить при асинхронном режиме по линиям низшего напряжения при отключенной линии высшего напряжения (Л1, рис. 4-6) и угле между э. д. с. двух систем, равном 180°:

$$k_{\alpha} = I_{180^{\circ}} / I_{с.з.} \quad (4-20)$$

Коэффициент чувствительности требуется 1,5—2. При необходимости могут применяться и более сложные схемы [39].

Б. Делительная защита, действующая при к. з. в сети высшего напряжения. Схема выполнения и уставки этой защиты должны обеспечивать ее достаточную чувствительность при к. з. в расчетных точках сети высшего напряжения (например, в наиболее удаленной точке Л1, рис. 4-7). Чтобы обеспечить отключение несимметричных и особенно однофазных к. з. на землю, на линиях 110—220 кВ приходится заземлять нейтрали 110—220 кВ у тех трансформаторов, через которые может происходить подпитка к. з. от сети низшего напряжения (рис. 4-7). Эта делительная защита обычно выполняется с помощью реле, реагирующих на симметричные составляющие тока или напряжения. Для отключения трехфазных к. з. может использоваться комплект делительной защиты [см. (п. «А»)] или дополнительное токовое реле, включенное на ток одной из фаз. Защита может выполняться с выдержкой времени, определяемой условиями селективности и термической стойкости (гл. 1). Эта же защита служит для предотвращения опасной перегрузки элементов распределительной сети при аварийном отключении шунтирующей линии высшего напряжения, не вызвавшем асинхронного режима.

Пример 4-2. Выбираются уставки реле делительной защиты на линии Л3 (рис. 4-7). Защита состоит из фильтра-реле обратной последовательности типа РТФ-1М [12] или аналогичного по назначению и пределам уставок нового реле типа РТФ-8 и токового реле типа РТ-40, включенного на ток одной из фаз. Оба реле действуют параллельно на одно общее реле времени (по схеме «ИЛИ»). Расчетная схема приведена на рис. 4-8, а.

Сопротивления прямой (обратной) последовательности элементов схемы (рис. 4-8, б), приведенные к напряжению 35 кВ, следующие: системы в минимальном режиме $x_{1с} = 5$ Ом; трехобмоточного трансформатора Тр1 $\Upsilon/\Upsilon/\Delta$ мощностью 10 МВ·А $x_{1, Тр1}$ в.с. = 16 Ом; всех линий 35 кВ общей длиной 25 км, провод АС-95,

$r + jx = 8,25 + j10$ Ом; трехобмоточного трансформатора $Tp2$ $\nabla/\nabla/\Delta$ мощностью 16 МВ·А $x_{1 Tp2}$ в·с = 10 Ом; линии 110 кВ длиной 30 км, провод АС-120, $r + jx = 0,9 + j1,33$ Ом.

Сопротивления нулевой последовательности элементов схемы (рис. 4-8, в), также приведенные к напряжению 35 кВ: $x_{0 Tp2} \approx x_{1 Tp2}$ в·н = 16 Ом; $x_{0 ВЛ 110} \approx 3x_{1 ВЛ 110} = 4$ Ом [16]. Нагрузка при расчете не учитывается.

Решение. 1. Рассчитывается ток обратной последовательности по линиям 35 кВ при двухфазном к. з. в наиболее удаленной точке Л1 (точка К, рис. 4-8). Составляющие суммарного сопротивления до точки К (рис. 4-8, б): $r_k = r_{ВЛ 35} + r_{ВЛ 110} = 8,25 + 0,9 = 9,15$ Ом; $x_k = x_c + x_{Tp1} + x_{ВЛ 35} + x_{Tp2} + x_{ВЛ 110} = 5 + 16 + 10 + 10 + 1,33 = 42,3$ Ом; это сопротивление одинаково для схем

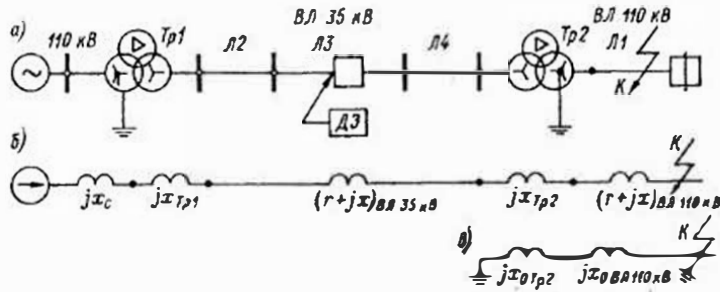


Рис. 4-8. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (обратной) (б) и нулевой последовательности (в) к примеру 4-2

прямой и обратной последовательности [16]. С учетом того что $r_k < \frac{1}{3} x_k$, активной составляющей допустимо пренебречь.

В соответствии с работой [16] $I_{1k}^{(2)} = I_{2k}^{(2)} = U_{\Phi} / (x_{1k} + x_{2k}) = 20\,000 / (42,3 + 42,3) = 236$ А, где $U_{\Phi} = 35\,000 / \sqrt{3} = 20\,000$ В для сети 35 кВ.

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_T = 200/5$ $I_{2k}^{(2)} = 236/40 = 5,8$ А.

2. Рассчитывается ток обратной последовательности по линиям 35 кВ при однофазном к. з. на землю в той же точке [16]

$$I_{1k}^{(1)} = I_{2k}^{(1)} = I_{0k}^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{x_{1k} + x_{2k} + x_{0k}} = \frac{20\,000}{42,3 + 42,3 + 20} = 193 \text{ А,}$$

где $x_{0k} = x_{0 Tp2} + x_{0 ВЛ 110} = 16 + 4 = 20$ Ом (рис. 4-8, в).

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_T = 200/5$ $I_{2k}^{(1)} = 193/40 = 4,8$ А.

3. Рассчитывается ток обратной последовательности по линиям 35 кВ при двухфазном к. з. на землю в той же точке [16]

$$I_{2k}^{(1,1)} = I_{1k}^{(1,1)} \frac{x_{0k}}{x_{2k} + x_{0k}} = 360 \frac{20}{42,3 + 20} = 105 \text{ А,}$$

где

$$I_{1k}^{(1,1)} = \frac{U_{\Phi}}{x_{1k} + \frac{x_{2k}x_{0k}}{x_{2k} + x_{0k}}} = \frac{20\,000}{42,3 + \frac{42,3 \cdot 20}{42,3 + 20}} = 360 \text{ А.}$$

Ток обратной последовательности в делительной защите (вторичный) при $n_T = 200/5$ $I_{2k}^{(1,1)} = 105/40 = 2,6$ А.

4. Принимается минимальная уставка на фильтре-реле обратной последовательности $I_{с.р} = 1,5$ А. Эта уставка обеспечивает несрабатывание реле при возмож-

ных токах небаланса фильтра. Коэффициенты чувствительности делительной защиты: $k_k^{(2)} = 5,8/1,5 = 3,9$; $k_k^{(1)} = 4,8/1,5 = 3,2$; $k_k^{(1,1)} = 2,6/1,5 = 1,73$ при требуемом $k_k \approx 1,5$ [1].

5. Для токового реле, включенного на ток одной из фаз, $I_{с.з}$ выбирается по формуле (4-19) для отстройки от возможных эксплуатационных перегрузок линии, где включена делительная защита. При $I_{\text{раб. макс}} = 200$ А ток $I_{с.з} = 1,3 \cdot 200 = 260$ А. Чувствительность проверяется при трехфазном к. з. в той же точке К (рис. 4-8): $I_{k3}^{(3)} = 20\,000/42,3 = 472$ А; $k_k^{(3)} = 472/260 = 1,8 > 1,5$.

6. При недостаточной чувствительности рассмотренной делительной защиты можно установить более чувствительное, но более сложное и дорогое реле типа РТФ-9 или дополнить делительную защиту одним реле, реагирующим на ток нулевой последовательности, который проходит через заземленную нейтраль трансформатора $Tp2$ при к. з. на землю на Л1 (эти виды к. з. по статистическим данным составляют около 85% всех к. з. в сетях 110–220 кВ). Защита должна действовать на отключение ближайшей ВЛ 35 кВ (Л4 на рис. 4-7), если это приемлемо по условиям электрических режимов.

7. Время срабатывания делительной защиты выбирается по условиям селективности с защитами элементов прилегающей сети, а также по условию термической стойкости этих элементов и обычно находится в пределах от 1 до 2 с. При этом, как уже указывалось, возможно в редких случаях излишнее срабатывание этой делительной защиты, например при отказе основной защиты на каком-нибудь из смежных элементов или при затянувшейся самозалуске нагрузки. Для исключения последнего можно установить дополнительное реле времени с большей уставкой для элемента защиты, реагирующего на фазный ток.

В. Делительная защита ДЗН, действующая перед сетевым АВР.

Она выполняется в виде защиты минимального напряжения (рис. 4-5). Напряжение срабатывания минимального реле напряжения ДЗН выбирается по условию согласования чувствительности с пусковым органом минимального напряжения устройства сетевого АВР:

$$U_{с.р. ДЗН} = (1,1 \div 1,2) U_{с.р. АВР}, \quad (4-21)$$

где $U_{с.р. АВР}$ принимается по выражению (4-11).

Минимальные реле напряжения делительной защиты и пускового органа АВР должны включаться на одноименные междуфазные напряжения, чтобы обеспечить их согласованное действие (возврат) при АПВ питающей линии на двухфазное к. з.

Время срабатывания защиты ДЗН выбирается по следующим условиям:

1. Отстройка от действия тех защит, в зоне действия которых к. з. могут вызывать снижения напряжения ниже принятого по формуле (4-21), т. е. по условиям (4-13) и (4-14). Для схемы рис. 4-5 I_1 относится к защитами элементов, подключенных к шинам подстанции Д, I_2 — к шинам подстанции Г.

2. Согласование действий делительной защиты и АПВ питающих линий или АВР в питающей сети по условию, аналогичному (4-15):

$$I_{с.р. ДЗН} \geq (I_{с.з} + I_1 \text{ АПВ} + I_{с.з} + I_2 \text{ АПВ}) n_1 + I_{зап}, \quad (4-22)$$

где обозначения те же, что и в (4-15). Например, для схемы рис. 4-5 условие (4-22) означает, что делительная защита на подстанции Г сработает только при неуспешном действии второго цикла АПВ

линии Л1. Действие АВР в питающей сети может быть только однократным, поэтому

$$t_{с.ч. ДЗН} \geq t_{с.ч. АВР. шт} + t_{заш.} \quad (4-23)$$

Например, в схеме на рис. 4-5 при отключении рабочего источника питания шин подстанции А и последующем успешном срабатывании АВР на этой же подстанции действие ДЗН на выключателе 1 было бы излишним.

Г. Делительные защиты, установленные на электростанциях небольшой мощности, получающих дополнительную мощность из

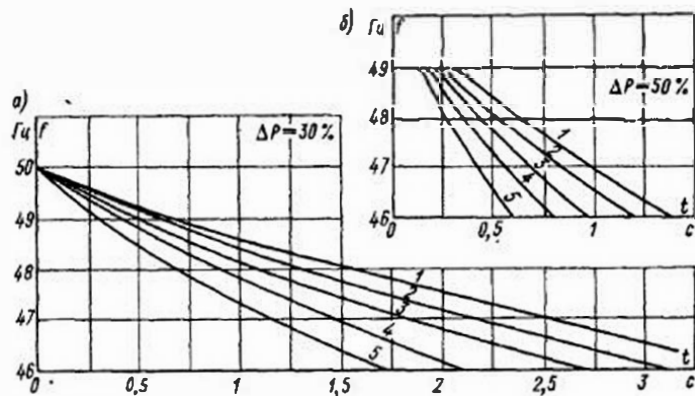


Рис. 4-9. Характеристики изменения частоты электростанции, отделившейся от системы с дефицитом мощности $\Delta P = 30\%$ (а) и $\Delta P = 50\%$ (б) при $k = 2$ и различных значениях $T_{ин.с}$
1 — 14 с; 2 — 12 с; 3 — 10 с; 4 — 8 с; 5 — 6 с

системы. Они обычно представляют собой комплекс защит, реагирующих на снижение частоты (или скорость снижения частоты), снижение напряжения, появление симметричных составляющих тока или напряжения, изменение направления мощности. Схемы выполнения и расчет уставок этих защит рассмотрены в [39].

Частота срабатывания реле понижения частоты выбирается обычно равной 47—48 Гц. Для предотвращения неправильных действий защиты из-за кратковременного замыкания контактов старых реле частоты типа ИВЧ (при снятии напряжения с его обмоток) необходимо, чтобы оно действовало на отключение через реле времени с выдержкой 0,3—0,5 с. Полное время от момента отключения линии связи станции с системой (рис. 4-1) до момента срабатывания делительной защиты определяется как сумма времени:

$$t_{ДЗ} = t_{с.ч} + t_{рв} + t_{о.в.} \quad (4-24)$$

где $t_{с.ч}$ — время снижения частоты в отделившемся узле с электростанцией до частоты срабатывания реле защиты; $t_{рв}$ — уставка реле времени (0,3—0,5 с); $t_{о.в.}$ — время отключения выключателя, на который действует делительная защита. При использовании реле частоты РЧ-1 уставки реле времени не требуется.

Значение $t_{с.ч}$ определяется расчетом. Для ориентировочного определения $t_{с.ч}$ можно воспользоваться расчетными характеристиками изменения частоты электростанции, отделившейся от системы с дефицитом мощности $\Delta P = 30\%$ (рис. 4-9, а) и $\Delta P = 50\%$ (рис. 4-9, б). Характеристики построены для значения частотного коэффициента $k = 2$, характеризующего снижения мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты.

Дефицит мощности (в процентах)

$$\Delta P = \frac{P_G - P_{нагр}}{P_{нагр}} \cdot 100, \quad (4-25)$$

где P_G , $P_{нагр}$ — соответственно мощность генераторов и нагрузки в отделившемся узле с электростанцией.

Постоянная инерции вращающихся агрегатов электростанции и нагрузки ($T_{ин.с}$), определяющая наряду с ΔP скорость снижения частоты, для ориентировочных расчетов может быть принята максимальной: для сельских ГЭС $T_{ин.с} \approx 5$ с; для промышленных тепловых электростанций малой и средней мощности с отечественными генераторами и районом нагрузки $T_{ин.с} \approx 12$ с. При наличии мощных механизмов с большими инерционными постоянными $T_{ин.с}$ энергорайона может превысить указанное значение.

Из рис. 4-9, а видно, что при $T_{ин.с} = 12$ с и $\Delta P = 30\%$ ($P_{нагр}/P_G \approx 1,4$), при частоте срабатывания реле понижения частоты, равной 47 Гц, $t_{с.ч} \approx 2,1$ с. Тогда согласно (4-24) $t_{ДЗ} = 2,1 + 0,4 + 0,1 = 2,6$ с, а время срабатывания АПВ на линии связи с системой должно быть согласно выражению (4-6) не менее 3 с во избежание несинхронного включения генераторов электростанции.

Делительная защита по снижению напряжения выполняется так же, как пусковой орган минимального напряжения схемы АВР. Напряжение срабатывания этой защиты обычно принимается равным $(0,6 \div 0,7) U_{ном}$. Время срабатывания определяется требованиями селективности с защитами смежных элементов по условиям, аналогичным (4-13) и (4-14). Желательно, чтобы время срабатывания защиты не превышало 1—1,5 с, в связи с чем при выборе уставок часто не учитывают редкие случаи работы резервных защит смежных элементов.

Делительные защиты, реагирующие на симметричные составляющие тока или напряжения, настраиваются таким образом, чтобы по возможности обеспечить несрабатывание при к. з. на отходящих элементах и надежное срабатывание при удаленных к. з. на элементах связи станции с системой [39].

Пример 4-3. Выбираются уставки делительной защиты, установленной на тепловой электростанции (ТЭЦ) небольшой мощности (рис. 4-1). Делительная защита представляет собой комплекс защит, реагирующих на снижение частоты, снижение напряжения, появление токов обратной и нулевой последовательности. Схема защиты приведена в [39].

Решение 1. Рассчитываются уставки делительной защиты, реагирующей на снижение частоты.

а. Частота срабатывания принимается равной 47,5 Гц для ускорения отделения станции от сети при отключении линии связи Л1 (рис. 4-1) и для ускорения действия АПВ этой линии.

6. Время срабатывания реле времени принимается равным 0,4 с (при выполнении защиты на реле понижения частоты типа ИВЧ).

в. Наибольшее вероятное время снижения частоты в отделившемся узле в ТЭЦ до частоты срабатывания реле (47,5 Гц) определяется по расчетной характеристике (рис. 4-9, а), соответствующей $T_{ин.с} = 12$ с; $t_{с.ч} \approx 1,8$ с. Полное время от момента отключения линии связи $Л1$ до момента срабатывания делительной защиты по формуле (4-24) $t_{дз} = 1,8 + 0,4 + 0,1 = 2,3$ с.

2. Рассчитываются уставки делительной защиты, реагирующей на снижение напряжения (ДЗН).

а. Напряжение срабатывания реле ДЗН принимается равным $0,6U_{ном.л}$ ($U_{ном.с} = 6,3$ кВ):

$$U_{с.р} = 0,6U_{ном.л} / n_{ли} = 0,6 \cdot 6300 / (6000/100) = 63 \text{ В.}$$

б. Время срабатывания ДЗН для схемы сети (рис. 4-1) выбирается на ступень селективности Δt выше, чем время срабатывания максимальных защит (отсечек) элементов сети 6 кВ ТЭЦ, которое должно быть минимальным для предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы генераторов ТЭЦ с системой при близких к. з.: $t_{с.з} = 0 + 0,5$ с. Тогда $t_{дзн} = 0,5 + 1$ с. При этом имеется в виду, что близкие к. з. на линиях, отходящих от шин питающей подстанции (вместе с Л1), и на линиях, подключенных далее к Л1, вызывающие снижение напряжения на шинах 6 кВ ТЭЦ ниже уставки ДЗН, отключаются с $t_{с.з} \leq 0,5$ с, а к. з. в трансформаторах — с $t_{с.з} = 0$ с.

в. Проверяется чувствительность защиты при трехфазном к. з. на линии 110 кВ Л1 вблизи шин питающей подстанции после отключения выключателя Л1. Расчет, как правило, следует производить для установившегося режима к. з. [16], поскольку для генераторов небольшой мощности этот режим наступает уже через 0,5—1,5 с после возникновения к. з.

Например, для турбогенератора типа Т2-6-2 6,3 кВ сопротивление в установившемся режиме к. з. $x_{*∞} = x_{*д} = 1,65$, или $x_{∞} = 8,8$ Ом, приведенным к напряжению 6 кВ. Сопротивление трансформатора связи 115/6,3 кВ при $S_{ном.тр} = 10$ МВ·А, $u_{л} = 10,5\%$ равно 0,42 Ом, приведенным к напряжению 6 кВ. Сопротивление линии 110 кВ Л1 (рис. 4-1) до места трехфазного к. з. $x_{л} \approx 40$ Ом (при расстоянии до места к. з. 100 км), или 0,12 Ом, приведенным к напряжению 6 кВ.

Принимая э. д. с. генератора $E_{*∞} = I_{*в.пр} = 3,5$, или 22 000 В, определяем установившееся значение тока трехфазного к. з. [16]

$$I_{∞}^{(3)} = 22000 / [\sqrt{3} (8,8 + 0,42 + 0,12)] = 1360 \text{ А.}$$

Остаточное напряжение на шинах 6 кВ ТЭЦ

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot 1360 (0,12 + 0,42) = 1300 \text{ В, или } 0,2U_{ном.л}$$

Коэффициент чувствительности минимальных реле напряжения

$$k_{ч.н} = U_{с.з} / U_{ост} = 0,6U_{ном.л} / (0,2U_{ном.л}) = 3 > 1,5.$$

С учетом влияния нагрузки ТЭЦ $U_{ост}$ имеет еще меньшее значение. В большинстве случаев делительная защита, реагирующая на снижение напряжения, обладает достаточной чувствительностью к удаленным трехфазным к. з. на линиях связи с системой.

3. Рассчитываются уставки защит, реагирующих на токи нулевой (I_0) или обратной (I_2) последовательности.

а. Выбираются токи срабатывания по условию отстройки от наибольшего тока небаланса фильтров токов I_0 или I_2 , а затем проверяется чувствительность защиты при несимметричных к. з. на линии связи с системой. Согласование чувствительности этих защит с максимальными токовыми и дистанционными защитами линий прилегающей сети часто оказывается невозможным в связи с известной высокой чувствительностью фильтровых защит. Поэтому при удаленных к. з. через переходное сопротивление, при отказах основных быстродействующих защит и в других редких случаях возможно неселективное (излишнее) срабатывание фильтровой делительной защиты.

б. Время срабатывания делительной защиты, реагирующей на ток I_2 , выбирается по условиям (4-13) и (4-14), а защиты, реагирующей на ток $3I_0$ (при зазем-

ленной нейтрали 110—220 кВ трансформатора связи), — по согласованию с защитами нулевой последовательности линий 110—220 кВ прилегающей сети (§ 3-4).

Д. Делительные защиты, установленные на подстанциях для отключения мощных синхронных двигателей, в том числе синхронных компенсаторов. Эти защиты могут выполняться с помощью реле, реагирующих на снижение напряжения, снижение частоты, скорость снижения частоты или изменение направления активной мощности. Применяются и защиты, срабатывающие при одновременном изменении нескольких из перечисленных параметров, например при снижении частоты и изменении направления активной мощности, что свидетельствует об отключении питающего источника [13, 42].

Полное время от момента отключения питающего источника до момента срабатывания защиты по снижению частоты определяется по формуле (4-24). Для современных синхронных двигателей мощностью до 12 МВт при коэффициенте загрузки не менее 0,6 время снижения частоты при выбеге до частоты срабатывания реле, например 48,5 Гц, составляет $t_{с.ч} \leq 0,75$ с; при частоте срабатывания реле 48 Гц $t_{с.ч} \leq 1$ с. Для малоагрессивных двигателей и синхронных компенсаторов $t_{с.ч}$ может оказаться большим, особенно при относительно малой мощности нагрузки, совместно с которой синхронный компенсатор отключится от системы. Если такой режим возможен, это следует учитывать при расчете. Значение $t_{рв}$ в формуле (4-24) зависит от типа реле частоты. При использовании ранее выпускавшихся реле типа ИВЧ-011 и ИВЧ-3 $t_{рв} = 0,3 + 0,5$ с.

Определение полного времени срабатывания делительной защиты $t_{дз}$ по формуле (4-24) необходимо для расчета времени действия АПВ питающих линий, времени ожидания АВР, а также замедления отключения автоматических отделителей на соседних отпаечных подстанциях. Последнее требуется для предотвращения отката автоматики отделителя (реле РТБ) из-за подпитки места к. з. (при повреждении в трансформаторе и включении короткозамыкателя) синхронными двигателями других подстанций, подключенных к этой же линии, после отключения питающего источника. Опасны также случаи, когда ток подпитки меньше тока возврата реле РТБ в схеме автоматики отделителя, но больше допустимого тока отключения для данного типа отделителя. Необходимое замедление автоматики отделителя (АОД)

$$t_{АОД} \geq t_{дз} + \Delta t, \quad (4-26)$$

где $t_{дз}$ определяется по формуле (4-24); $\Delta t \approx 0,5$ с.

Например, для приведенных выше параметров и загрузки синхронных двигателей при частоте срабатывания реле делительной защиты 48,5 Гц ожидаемое время срабатывания этой защиты: $t_{дз} = t_{с.ч} + t_{рв} + t_{с.з} \leq 0,75 + 0,3 + 0,1 = 1,15$ с. И тогда согласно выражению (4-26) $t_{АОД} \geq 1,5$ с. Такое замедление действия автоматики отделителей на переменном оперативном токе достигается установкой часового механизма реле времени в приводе короткозамыкателя. При расчете по формуле (4-26) предполагается, что защита поврежденного трансформатора действует на включение короткозамыкателя без замедления (газовая, дифференциальная защита или токовая отсечка) и защита питающей линии (с обеих сторон при двустороннем питании) также действует без замедления одновременно или сразу же после включения короткозамыкателя. Если защита питающей линии может действовать с замедлением (например, с временем второй ступени $t_{с.з.вл}^{II}$), то

$$t_{АОД} \geq t_{с.з.вл}^{II} + t_{дз} + \Delta t. \quad (4-27)$$

Собственное время включения короткозамыкателя в выражениях (4-26) и (4-27) не учитывается, поскольку реле времени автоматики отключения отделителя пускается только после включения короткозамыкателя [21].

Время действия АПВ питающей линии в этих случаях должно дополнительно отвечать условию

$$t_{АПВ} \geq t_{АОД} + t_{оод} + \Delta t, \quad (4-28)$$

где $t_{оод}$ — собственное время отключения отделителя (около 0,7 с); $\Delta t \approx 0,4 + 0,5$ с. Для приведенного примера $t_{АПВ} \geq 1,5 + 0,7 + 0,5 = 2,7$ с. При необходимости учета условия (4-27) $t_{АПВ}$ возрастет на величину $t_{с.з.вл}^{II}$ (или $t_{с.з.вл}^{III}$).

Для линий с двусторонним питанием время действия АПВ выбирается по условиям (4-27) и (4-28) отдельно для обоих концов,

Таблица П-1

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

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

Примечание. Индуктивные сопротивления воздушных линий определяются в работе [16] и для ВЛ распределительных сетей находятся обычно в пределах 0,35—0,42 Ом/км; для практических расчетов можно принимать 0,4 Ом/км.

Таблица П-2

Средние значения сопротивлений стальных проводов (для приближенных расчетов) [9]

Марка провода	Среднее значение сопротивления, Ом/км		Марка провода	Среднее значение сопротивления, Ом/км	
	активное r	внутреннее индуктивное x _{вн}		активное r	внутреннее индуктивное x _{вн}
ПС-95	1,7	0,2	Ж-6	9,0	4,6
ПС-70	2,1	0,5	ПСО-5 (Ж-5)	11,0	5,6
ПС-50	3,4	0,8	ПСО-4 (Ж-4)	13,0	5,6
ПС-35	4,5	1,2	ПСО-3,5	17,0	5,6
ПС-25	6,2	1,4			

Примечание. Наружное индуктивное сопротивление x_н для практических расчетов принимается равным 0,4 Ом/км.

Активные и индуктивные сопротивления трехжильных кабелей с поясной изоляцией

Номинальное сечение жил, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при номинальном напряжении, кВ, равном		
	алюминия	меди	6	10	35
25	1,24	0,74	0,091	0,099	—
35	0,89	0,52	0,087	0,095	—
50	0,62	0,37	0,083	0,09	—
70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,137
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,126
120	0,258	0,153	0,076	0,081	0,120
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,116
185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,113
240	0,129	0,077	0,071	0,075	—

Таблица П-4

Сопротивление $\frac{1}{3} z_T^{(1)}$ масляных трансформаторов новых типов с низким напряжением 400—230 В (выпускаемых с 1967 г.) [30]

Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В, Ом	Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В, Ом
1. Схема соединений звезда— звезда с выведенной нейтралью			2. Схема соединений треугольник— звезда с выведенной нейтралью		
25	6 и 10	1,04	400	6 и 10	0,019
40	6 и 10	0,65	630	6 и 10	0,014
63	6 и 10	0,41	1000	6 и 10	0,009
	20	0,38	1600	6 и 10	0,006
100	6—35	0,26	3. Схема соединений звезда— зигзаг с выведенной нейтралью		
160	6—35	0,16	25	6 и 10	0,3
250	6—35	0,1	40	6 и 10	0,19
400	6—35	0,065	63	6 и 10	0,12
630	6—35	0,042	100	6 и 10	0,075
1000	6 и 10	0,027	160	6 и 10	0,05
	35	0,0255	250	6 и 10	0,03
1600	6 и 10	0,018		20 и 35	0,043
	35	0,017			

Примечание. Для трансформаторов с низким напряжением 230—127 В указанное в таблице сопротивление должно быть уменьшено в 3 раза.

Таблица П-9

Сопротивления $\frac{1}{3} z_T^{(1)}$ масляных и сухих трансформаторов
(выпускавшихся до 1967 г.)
со схемой соединения обмоток звезда—звезда с выведенной нейтралью
с низким напряжением 400—230 В [30]

Тип трансформатора	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z_T^{(1)}$, приведенное к напряжению 400 В. Ом
--------------------	-----------------------	---

1. Масляные трансформаторы

ТМ-100	6 и 10	0,27
ТСМА-100	6 и 10	0,26
ТМА-100, ТСМ-100/35	35	0,255
ТСМА-160	6 и 10	0,16
ТМ-180, ТМА-180	6 и 10	0,15
ТМ-180, ТМА-180	35	0,14
ТСМА-250	6 и 10	0,104
ТМ-320, ТМА-320	6 и 10	0,085
ТМ-320, ТМА-320	35	0,08
ТМАФ-400, ТМ-400/10—63	6 и 10	0,065
ТМ-560, ТМА-560, ТАМ-560/10	6 и 10	0,05
ТМ-560, ТМА-560	35	0,045
ТМ-630	6 и 10	0,038
ТМАФ-630, ТМЗ-630/10А	6 и 10	0,043
ТМ-750, ТАМ-750/10	6 и 10	0,036
ТМ-1000, ТМАФ-1000, ТМ-1000/10—63, ТАМ-1000/10	6 и 10	0,027
ТМ-1000/35А	20 и 35	0,026

2. Сухие трансформаторы

ТС-180/10, ТСЗ-180/10А	6 и 10	0,15
ТС-320/10; ТС-320/10А	6 и 10	0,085
ТС-560/10; ТС-560/10А	6 и 10	0,05
ТС-750/10; ТС-750/10А	6 и 10	0,036
ТС-1000/10; ТС-1000/10А	6 и 10	0,027

Таблица П-6

Технические данные реле РТВ

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

Таблица П-7

Сопротивления вторичной обмотки некоторых типов трансформаторов тока в омах [14]

Тип трансформатора тока	n_T	Класс обмотки	r_{2T}	x_{2T}	z_{2T}
ТПЛ-10	5/5—300/5	P	0,22	0	0,22
		0,5	0,18	0,22	0,29
ТВЛМ-10	20/5—600/5	P	0,24	0,45	0,51
		0,5	0,18	0,44	0,47
ТОЛ-10	50/5—300/5	P	0,166	0	0,166
		0,5	0,114	0	0,114
ТВТ-35/10 ТВТ35-Г	75/5	—	0,02	0	0,02
	100/5	—	0,026	0	0,026
	150/5	—	0,05	0,23	0,23
	200/5	—	0,1	0,42	0,42
	300/5	—	0,15	0,25	0,29
ТВТ-35М ТВТ 35-III	200/5	—	0,105	0,15	0,183
	300/5	—	0,158	0,3	0,34
ТФНД-35М ТФЗМ 35Б-I VI	15/5—600/5	P_1, P_2	0,45	0	0,45
		0,5	0,42	0	0,42
ТВТ-110 ТВТ 110-I	100/5	—	0,056	0,21	0,22
	150/5	—	0,084	0,13	0,16
	200/5	—	0,11	0,39	0,41
	300/5	—	0,167	0,44	0,47
	400/5	—	0,222	0,37	0,43
ТФНД-110М ТФЗМ 110Б-I VI	50/5—100/5	P_1, P_2	0,45	0	0,45
		0,5	0,33	0	0,33
	400/5; 800/5	P_1, P_2	0,52	0,39	0,65
		0,5	0,5	0	0,5

Примечание. В первой графе в числителе указаны старые, а в знаменателе новые обозначения типов трансформаторов тока по ГОСТ 7746—78.

Таблица П-8

Расчетные значения напряжения короткого замыкания ($u_{кз}$, %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$ (ГОСТ 12965—74)

$S_{ном. тр.}$ МВ·А	Значение $u_{кз}$, %, между обмотками	
	ВН—СН	ВН—НН
<i>Двухобмоточные трансформаторы</i>		
6,3	—	9,63/11,80
10,0	—	8,7/12,36
16,0	—	9,8/11,71
25,0	—	9,84/11,72
40,0	—	9,59/11,46
<i>Трехобмоточные трансформаторы</i>		
6,3	10,12/12,28	17,23/19,51
10,0	9,99/12,69	16,66/19,50
16,0	9,50/11,69	16,40/18,50
16,0	16,48/18,58	9,58/11,79
25,0	9,36/11,20	16,34/18,21
40,0	9,33/11,50	16,63/18,79
40,0	16,55/18,78	9,36/11,48

Примечание. 1. 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 $\Delta U_{РПН} = +16\%$); значения напряжения короткого замыкания при среднем напряжении регулируемой обмотки (115 кВ) $u_{кз, ср} = 10,5\%$, или 17% .

2. В числителе указаны значения $u_{кз, мин}$, соответствующие $\Delta U_{РПН} = -16\%$ в знаменателе — $u_{кз, макс}$, соответствующие $\Delta U_{РПН} = +16\%$.

3. Значения $u_{кз}$ между обмотками СН и НН примерно 6 или 6,5 % независимо от напряжения (ответвления) регулируемой обмотки ВН.

Таблица П-9

Расчетные значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 35 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{РПН} = \pm 9\%$ (ГОСТ 11920—73)

$S_{ном. тр.}$ МВ·А	Положение ответвлений	$U_{ном}$ ответвлений, кВ	$u_{кз}$, %
1—2,5	Крайнее —	31,85	6,85
	Среднее	35,00	6,50
	Крайнее +	38,15	6,00
4 и 6,3	Крайнее —	31,85	7,00
	Среднее	35,00	7,50
	Крайнее +	38,15	8,60

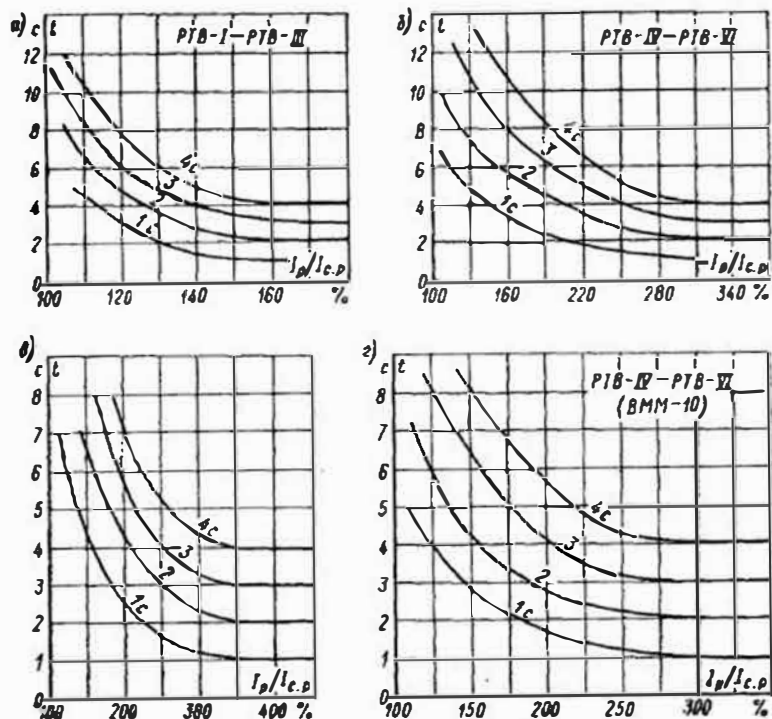


Рис. П-1. Характеристики токовых реле $t_p = f(I_p/I_{c.p})$: а и б — реле типа РТВ рижского завода «Энергоавтоматика» (приводы типа ПП-61, ПП-67); в — реле типа РТВ объединения «Электроаппарат»; г — реле типа РТВ в приводе выключателя типа ВММ-10

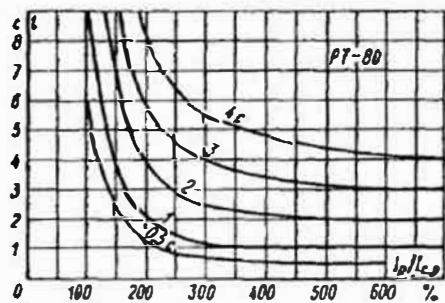


Рис. П-2. Характеристики $t_p = f(I_p/I_{c.p})$ реле типа РТ-80 (ИТ-80)

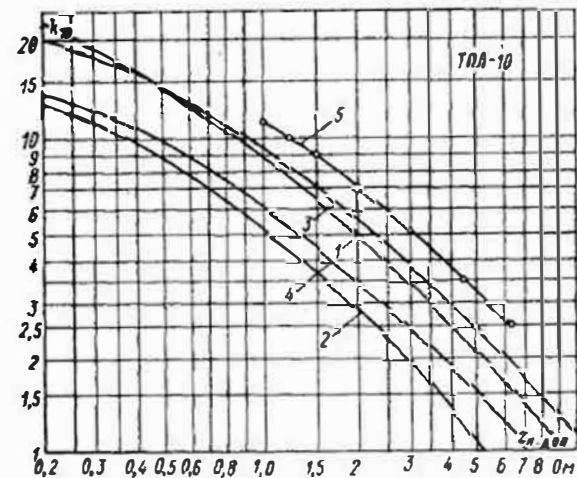


Рис. П-3. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типа ТГЛ-10 [14]

1 — для $n_T = 5/5 \div 300/5$ класса Р; 2 — для $n_T = 5/5 \div 300/5$ класса 0,5; 3 — для $n_T = 400/5$ класса Р; 4 — для $n_T = 400/5$ класса 0,5; 5 — суммарная для последовательного включения обмоток классов Р и 0,5 ($n_T = 5/5 \div 300/5$), построена путем суммирования z_n доп. при одних и тех же значениях k_{10} по кривым 1 и 2 (см. § 1-3)

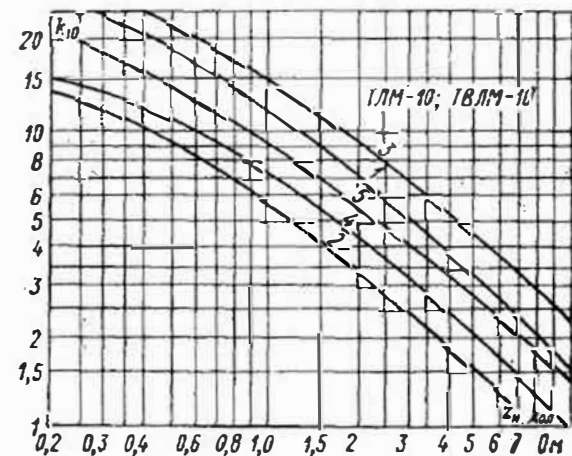


Рис. П-4. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типов ТЛМ-10 и ТВЛМ-10 [14]

1 — класса Р при $n_T = 50/5 \div 300/5$ и $1000/5$ (ТЛМ) и $20/5 \div 300/5$, $600/5$, $1000/5$ (ТВЛМ); 2 — класса 0,5 при $n_T = 50/5 \div 300/5$ (ТЛМ) и $20/5 \div 300/5$, $600/5$ (ТВЛМ); 3 — класса Р при $n_T = 400/5 \div 800/5$ и $1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ); 4 — класса 0,5 при $n_T = 400/5 \div 800/5$ и $1000/5$ (ТЛМ, ТВЛМ); 5 — класса 0,5 при $n_T = 1500/5$ (ТЛМ, ТВЛМ)

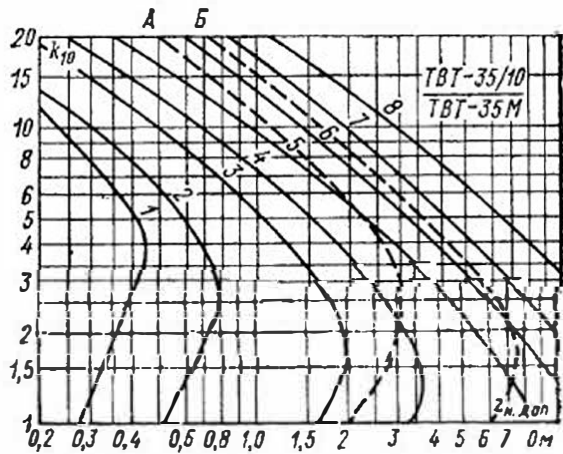


Рис. П-5. Кривые предельных кратностей встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-35/10 (новое обозначение ТВТ 35-1) — сплошные кривые и типа ТВТ-35М (новое обозначение ТВТ 35-III) — штриховые кривые [14]

Для ТВТ 35-1: 1 — при $n_T = 150/5$, 2 — $200/5$, 3 — $300/5$, 4 — $400/5$, 5 — $600/5$, 6 — $750/5$, 7 — $1000/5$, 8 — $1500/5$; для ТВТ 35-III: А — при $n_T = 200/5$. Б — $300/5$

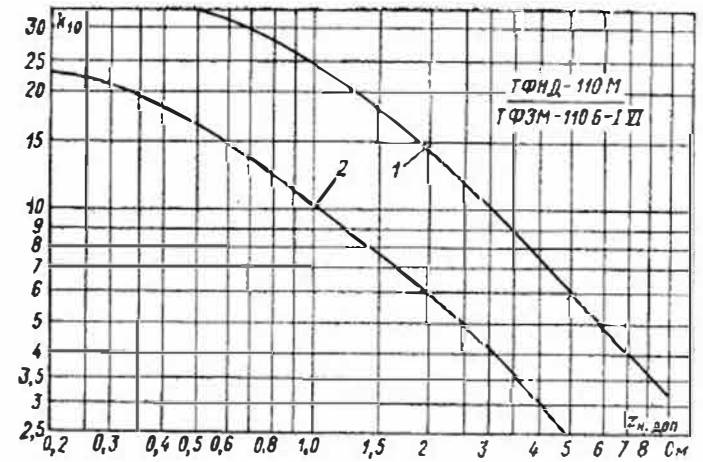


Рис. П-7. Кривые предельных кратностей выносных трансформаторов тока типа ТФНД-110М (новое обозначение ТФЗМ 110Б-I VI) для $n_T = 50/5$; $100/5$ и $400/5$; $800/5$ [14]

1 — класса Р₁; Р₂; 2 — класса 0,5

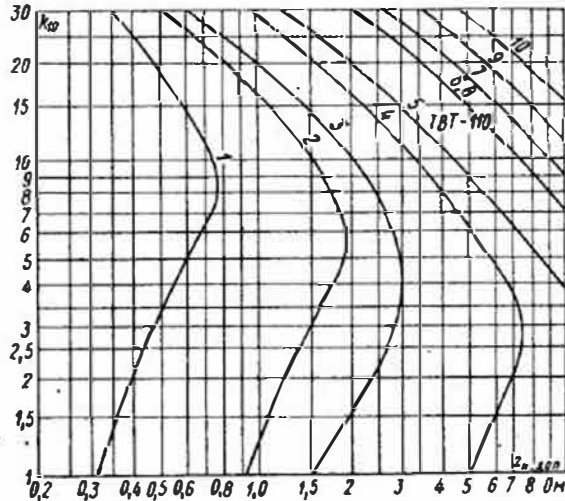


Рис. П-6. Кривые предельных кратностей встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-110 (новое обозначение ТВТ 110-1) [14] при $n_T = 100/5$ (1); $150/5$ (2); $200/5$ (3); $300/5$ (4); $400/5$ (5); $600/5$ (6); $750/5$ (7); $1000/5$ (8); $1500/5$ (9); $2000/5$ (10)

При вторичном номинальном токе 1 А значения $I_{2, доп}$ умножаются на 25

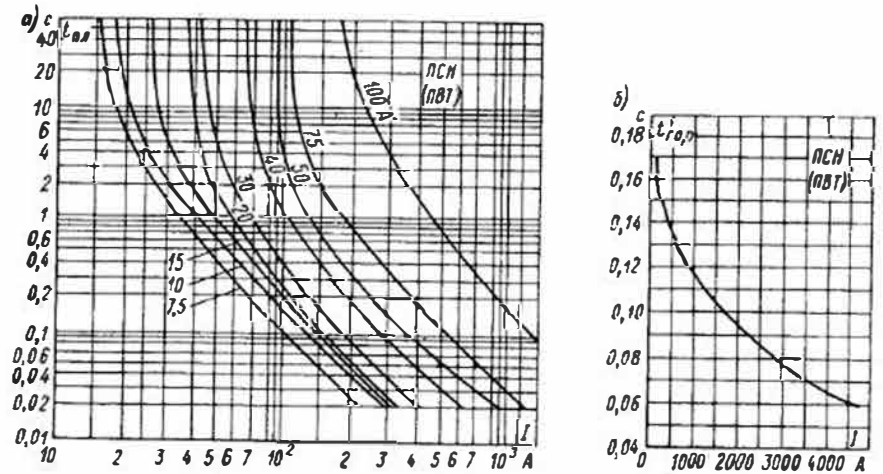


Рис. П-8. Времятоковые (защитные) характеристики плавких предохранителей типа ПСН (новое наименование ПВТ): зависимость времени плавления $t_{пл}$ (а) и времени горения дуги $t_{гп}$ (б) от ожидаемого тока I

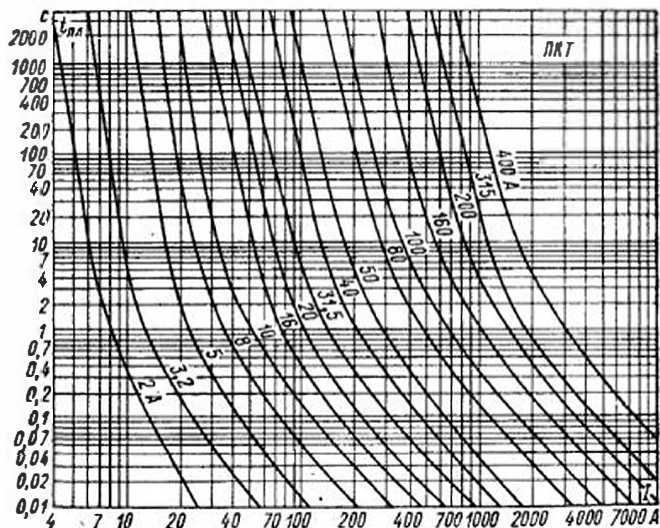


Рис. П-9. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 6 кВ с номинальными токами отключения 20 и 40 кА (Каталог «Электротехника СССР» 02.50.02—82, рис. 1, а)

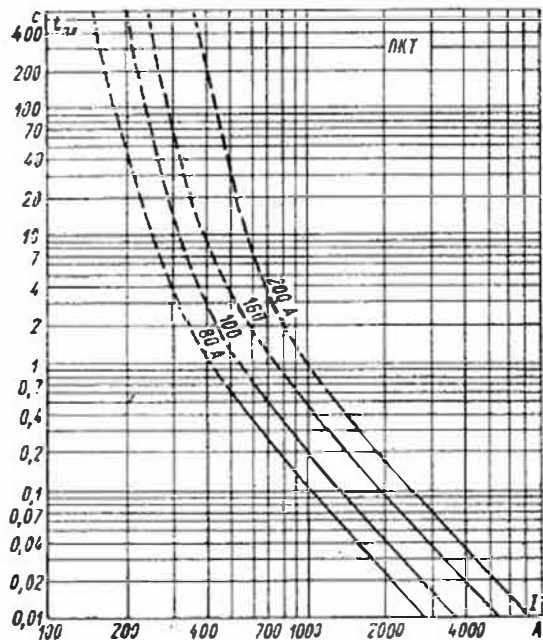


Рис. П-10. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 6 кВ ПКТ103-6-80 и 100 А, ПКТ104-6-160 и 200 А с номинальным током отключения 31,5 кА (Каталог «Электротехника СССР», 02.50.02—82, рис. 1, з)

Конец штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

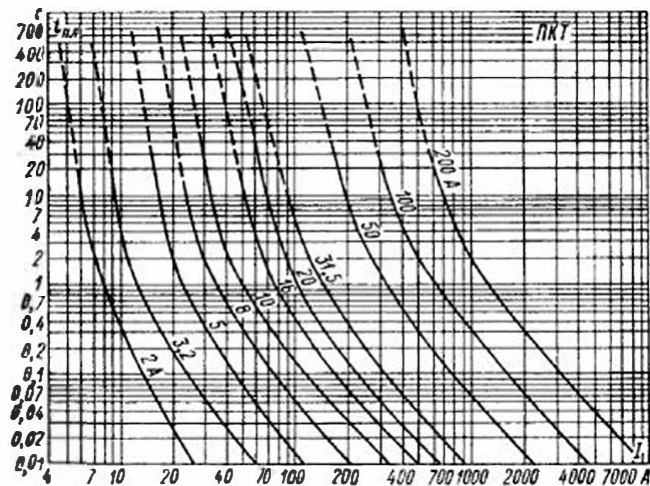


Рис. П-11. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ с номинальным током отключения 12,5 кА (Каталог «Электротехника СССР», 02.50.02—82, рис. 1, б)

Конец штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

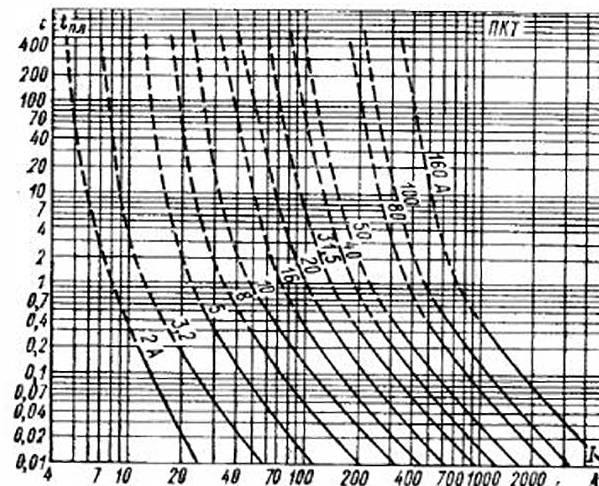


Рис. П-12. Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ с номинальными токами отключения 20 и 31,5 кА (Каталог «Электротехника СССР», 02.50.02—82, рис. 1, в)

Конец штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения

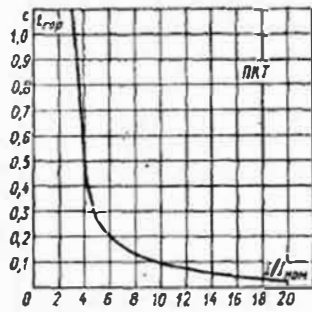


Рис. П-13. Зависимость времени горения дуги $t_{гор}$ от кратности ожидаемого тока по отношению к номинальному току плавких предохранителей типа ПК (Каталог 1976 г.)

Рис. П-14. Времятоковые характеристики плавких предохранителей 6 и 10 кВ типа HS (WS-HS) серии 3—30 производства предприятия «Трансформаторенверк» Карл Либкнехт (ГДР)

Номинальные токи отключения 40 кА (6 кВ), 23 кА (10 кВ). Минимальные токи отключения $I/I_{ном}$. Разброс времятоковых характеристик $\pm 50\%$ по времени (по материалам предприятия-изготовителя)

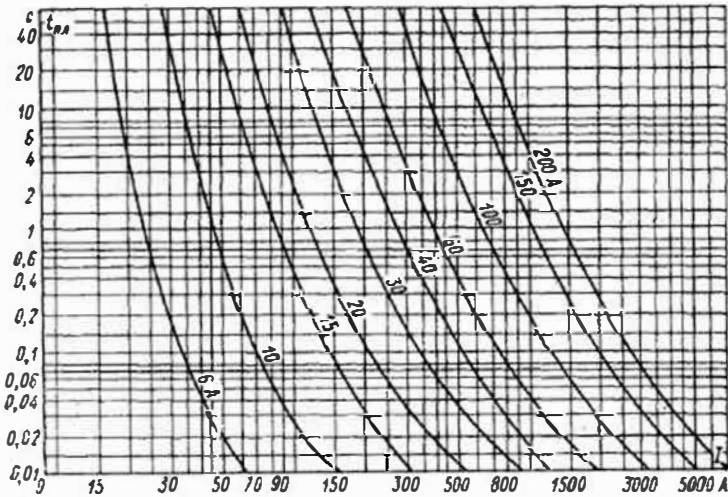
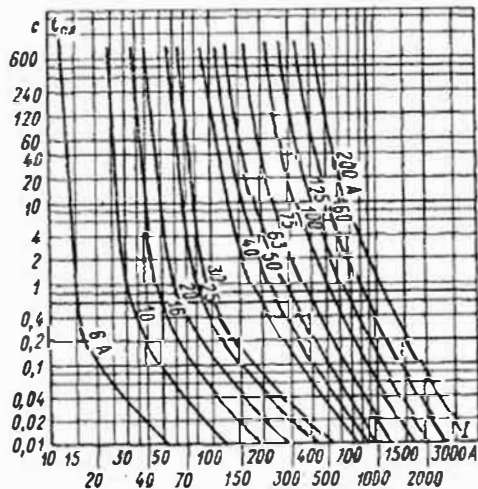


Рис. П-15. Времятоковые характеристики плавких предохранителей 6 и 10 кВ типа НРС производства предприятия «Механика» (СФРЮ) по лицензии ФРГ (фирма «Фриц Дришер», типы Н-220, Н-221, Н-220/Sta)

Номинальные токи отключения 40 А (6 кВ, $I_{ном} = 6 \div 100$ А), 30 кА (6 кВ, 160 А), 46 кА (10 кВ, $I_{ном} = 6 \div 75$ А), 35 кА (10 кВ, 100 А). Минимальные токи отключения $3/I_{ном}$ (по материалам предприятия-изготовителя)



1. Правила устройства электроустановок: Раздел III. Защита и автоматика/Под ред. С. Г. Королева. — 5-е изд. — М.: Энергонздат, 1981. — 80 с.
2. Электротехнический справочник/Под ред. В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского, Л. А. Жукова и др. — 6-е изд. — М.: Энергонздат, 1982. Т. 1. — 656 с.
3. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. — М.: Энергия, 1976. — 560 с.
4. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. Расчеты. — М.: Энергия, 1980. — 88 с.
5. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 4. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. — М.: Госэнергоиздат, 1962. — 120 с.
6. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 7. Дистанционная защита линий 35—330 кВ. — М.: Энергия, 1966. — 172 с.
7. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть). — 2-е изд. — М.: Энергонздат, 1981. — 632 с.
8. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей. — М.: Энергия, 1975. — 328 с.
9. Бужко И. А., Гессен В. Ю. Электроснабжение сельского хозяйства. — 2-е изд. — М.: Колос, 1979. — 480 с.
10. Голубев М. Л. Расчет уставок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4—35 кВ. — М.: Энергия, 1969. — 136 с.
11. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматки распределительных сетей. — 2-е изд. — Л.: Энергия, 1976 г. — 288 с.
12. Реле защиты/В. С. Алексеев, Г. П. Варганов, Б. И. Панфилов, Р. З. Розенблюм. — М.: Энергия, 1976. — 464 с.
13. Шабад М. А. Релейная защита и автоматка на электроподстанциях, питающих синхронные двигатели. — Л.: Энергоатомиздат, 1984. — 64 с.
14. Королев Е. П., Линберзон Э. М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — М.: Энергия, 1980. — 208 с.
15. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1977. — 89 с.
16. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1970. — 520 с.
17. Беляева Е. И. Как рассчитать ток короткого замыкания. — 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1983. — 136 с.
18. Стасенко Р. Ф., Фещенко П. П. Автоматизация сельских электрических сетей. — Киев: Техника, 1982. — 128 с.
19. Шабад М. А. Защита трансформаторов распределительных сетей. — Л.: Энергонздат, 1981. — 136 с.
20. Гейдерман Ж. П., Стасенко Р. Ф. Выбор уставок защит ДЗ-10. — Электрические станции, 1975, № 9, с. 65—68.
21. Гельфанд Я. С., Голубев М. Л., Царев М. И. Релейная защита и автоматика на переменном оперативном токе. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1973. — 280 с.

22. Гибкие токопроводы в системах электроснабжения промпредприятий/В. Б. Куниджи, Г. П. Смидович, А. Ф. Черниговский, Б. Я. Душацкий. — М.: Энергия, 1974. — 184 с.
23. Чернобровов Н. В. Релейная защита. — 5-е изд. — М.: 1974. — 680 с.
24. Беркович М. А., Молчанов В. В., Семенов В. А. Основы техники релейной защиты. — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984. — 580 с.
25. Авербух А. М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. — Л.: Энергия, 1975. — 416 с.
26. Шабад М. А. Согласованность чувствительности защит разных типов в распределительных сетях. — Электричество, 1974, № 3, с. 22—27.
27. Шабад М. А. Приближенный расчет токов к. з. и самозапуска для релейной защиты понижающих трансформаторов РПН 110 и 35 кВ распределительных сетей. — Электрические станции, 1976, № 11, с. 63—66.
28. Беляев А. В., Шабад М. А. Учет переходных сопротивлений при выборе защит и аппаратуры в сетях 0,4 кВ. — Электрические станции, 1981, № 3, с. 50—55. [Отклик на статью и ответ авторов. — Электрические станции, 1983, № 6].
29. Байтер И. И. Защита и АВР электродвигателей собственных нужд. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1980. — 104 с.
30. Слеваков П. И. Проверка на автоматическое отключение линий в сетях до 1000 В. — М.: Энергия, 1971. — 88 с.
31. Байтер И. И. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. — 2-е изд. — М.: Энергия, 1975. — 78 с.
32. Шабад М. А. Проверка чувствительности защит на переменном оперативном токе с учетом погрешности трансформаторов тока. — Энергетик, 1984, № 1, с. 25—27; № 2, с. 25—27.
33. Бердов Г. В., Середни М. М. Повышение чувствительности дифференциальных защит трансформаторов путем уточнения расчетного значения тока срабатывания/Экспресс-информация Информэнерго Минэнерго СССР. Сер. «Средства и системы управления в энергетике», вып. 3 (114), 1980, с. 10—13.
34. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 9. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110—330 кВ. — М.: Энергия, 1972. — 112 с.
35. Использование детектора искажения формы дифференциального тока в защитах с реле РНТ и ДЗТ/В. А. Аллилуев, А. С. Засыпкин, В. В. Ильиничин и др. — Электрические станции, 1982, № 4, с. 65—68.
36. Дроздов А. Д., Платонов В. В. Реле дифференциальных защит элементов энергосистем. — М.: Энергия, 1968. — 112 с.
37. Кожня А. Н., Рубничик В. А. Релейная защита линий с ответвлениями. — М.: Энергия, 1967. — 264 с.
38. Инструкции по наладке и проверке дистанционных защит типа ПЗ-153 и ПЗ-152. — М.: Энергия, 1964; 1966. — 76; 79 с.
39. Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматизации энергосистем. — 2-е изд. — М.: Энергоиздат, 1981. — 432 с.
40. Богорад А. М., Назаров Ю. Г. Автоматическое повторное включение в энергосистемах. — М.: Энергия, 1969. — 336 с.
41. Левченко М. Т., Хомяков М. Н. Автоматическое включение резерва в энергосистемах. — М.: Энергия, 1971. — 80 с.
42. Слюдарж М. И. Режимы работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. — М.: Энергия, 1977. — 216 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
В-1. Основные виды распределительных электрических сетей	—
В-2. Требования к релейной защите	6
В-3. Общие требования к расчету (выбору уставок) релейной защиты	9
Глава первая. Расчеты защит линий 6 и 10 кВ сельских, городских и промышленных электросетей	13
1-1. Основные условия расчета максимальной токовой защиты линий	—
А. Выбор тока срабатывания	14
Б. Выбор времени срабатывания и характеристики максимальной токовой защиты	23
1-2. Условия расчета токовой отсечки на линиях и трансформаторах	26
1-3. Расчетная проверка трансформаторов тока	30
1-4. Релейная защита ВЛ 6 и 10 кВ сельскохозяйственных районов	43
1. Общие сведения	—
2. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для несекционированных ВЛ 10 и 6 кВ сельскохозяйственных районов	45
3. Способы повышения чувствительности максимальной токовой защиты ВЛ 6 и 10 кВ	70
4. Автоматическое секционирование линий 10 и 6 кВ	72
5. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты для радиальных ВЛ 6 и 10 кВ с автоматическим секционированием	74
6. Особенности расчета релейной защиты в сложных сетях 6 и 10 кВ	79
7. Дистанционная защита линий 10 кВ	83
8. Примеры расчета токовых отсечек на ВЛ 6 и 10 кВ	94
1-5. Релейная защита городских кабельных сетей 6 и 10 кВ	100
1. Общие сведения	—
2. Примеры расчета уставок максимальной токовой защиты радиальных кабельных линий 6 и 10 кВ	102
3. Примеры расчета уставок релейной защиты параллельных кабельных линий 6 и 10 кВ	113
1-6. Релейная защита сетей 6 и 10 кВ промышленных предприятий	122
1. Общие сведения	—
2. Пример расчета релейной защиты участка электросети 6 кВ промышленного предприятия	125
Глава вторая. Расчеты защит трансформаторов	130
2-1. Общие сведения	—
2-2. Максимальная токовая защита без пуска по напряжению и токовая отсечка	131
1. Особенности выполнения и расчета	—

2.	Примеры расчета максимальной токовой защиты, токовой отсечки и специальной токовой защиты нулевой последовательности трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/Y и Δ/Y 6 (10)/0,4—0,23 кВ	149
3.	Примеры расчета максимальной токовой защиты трансформаторов со схемами соединения обмоток Y/Δ -11	161
2-3.	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению	170
1.	Особенности выполнения и расчета	—
2.	Примеры расчета максимальной токовой защиты с пуском по напряжению	174
2-4.	Дифференциальная токовая защита (без торможения)	189
1.	Основные условия расчета	—
2.	Расчет тока небаланса	193
3.	Расчет чисел витков обмоток НТТ	195
4.	Примеры расчета дифференциальной защиты (без торможения)	197
2-5.	Дифференциальная токовая защита с торможением	202
1.	Принцип торможения в дифференциальных токовых защитах	—
2.	Примеры расчета уставок дифференциальной защиты с торможением на понижающих трансформаторах	204
2-6.	Особенности расчета дифференциальной и максимальных токовых защит на трансформаторах с расщепленными обмотками 110/6 (10) кВ	209
2-7.	Дифференциальная токовая отсечка	213
Глава третья.	Расчеты защит одиночных линий 35 и 110 кВ	214
3-1.	Токовая отсечка и максимальная токовая защита	—
1.	Основные условия расчета	—
2.	Примеры расчета токовой отсечки и максимальной защиты одиночных линий 35 и 110 кВ с ответвлениями	215
3-2.	Комбинированная отсечка по току и напряжению	225
1.	Основные условия расчета	—
2.	Пример расчета комбинированной отсечки по току и напряжению	226
3-3.	Дистанционная защита одиночных линий 35 и 110 кВ с ответвлениями	227
1.	Основные условия расчета	—
2.	Примеры расчета дистанционной защиты одиночных ВЛ 35 кВ с ответвлениями и без них	236
3-4.	Максимальная токовая защита нулевой последовательности от к. з. на землю одиночных линий 110 кВ распределительных сетей	246
1.	Общие сведения	—
2.	Примеры расчета уставок токовых защит нулевой последовательности от к. з. на землю одиночных линий 110 кВ	247
Глава четвертая.	Противоаварийная автоматика распределительных сетей	259
4-1.	Автоматическое повторное включение	—
1.	АПВ линий с односторонним питанием	—
2.	АПВ линий с выделенной нагрузкой	260
3.	АПВ линий, работающих в замкнутой сети с одним источником питания	262
4.	АПВ трансформаторов	—
4-2.	Автоматическое включение резерва	263
1.	Общие сведения	—
2.	Основные условия выполнения и расчета местных АИР	264
3.	Основные условия выполнения и расчета сетевых АВР	269
4-3.	Делительные защиты (автоматика деления)	271
1.	Назначение делительных защит	—
2.	Расчет уставок делительных защит	273
Приложение I	290
Приложение II	286
Список литературы	293