

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.Н. Козлов, В.А. Козлов, Ю.В. Мясоедов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ
2013

***Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка
высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-
металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по
заказу предприятия-партнера – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» –
МЭС Востока***

Рецензенты:

*А.А. Андро, директор по информационно-технологическому
сопровождению филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Востока.*

*А.И. Федотов, профессор кафедры «Электроэнергетические системы и
сети» Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ, г.
Казань), доктор технических наук.*

Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В.

К59 Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное
пособие / 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 158с.

Пособие представляет собой руководство к решению задач, курсовому проектированию и выполнению выпускной квалификационной работы для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника».

Приведены наиболее распространенные методы расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики, требования к оформлению графической части курсового (дипломного) проекта и пояснительной записки, а также буквенно-цифровые обозначения основных элементов электрических схем.

В.А. Козловым подготовлены разделы 1-7; Ю.П. Мясоедовым написаны разделы 8-11; А.Н. Козловым подготовлены материалы остальных разделов и выполнена общая редакция рукописи.

В авторской редакции.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Правильный выбор устройств и рабочих параметров срабатывания аппаратуры релейной защиты и автоматики (РЗА) имеет большое значение для устойчивого функционирования электроэнергетических систем и систем электроснабжения. В настоящее время в энергосистемах Российской Федерации все большее распространение получают микропроцессорные устройства РЗА, но еще достаточно долго такие устройства будут работать совместно с аппаратурой более старших поколений – электромеханическими и статическими реле. Поэтому в учебном пособии уделено внимание как микропроцессорным терминалам, так и аппаратуре РЗА на базе электромеханических реле.

Целью изучения дисциплины является формирование знаний по основам релейной защиты и автоматики электрических систем и систем электроснабжения.

Задачей изучения дисциплины является усвоение принципов действия и конструкции элементов, на основе которых выполняются устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики, принципов их действия, расчет параметров этих устройств.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:

общекультурных:

– способности в условиях развития науки и изменяющейся социальной практики к переоценке накопленного опыта, анализу своих возможностей, готовности приобретать новые знания, использовать различные средства и технологии обучения (ОК-6);

общепрофессиональных:

– способности и готовности использовать информационные технологии, в том числе современные средства компьютерной графики, в своей предметной области (ПК-1);

– способности и готовности анализировать научно-техническую информацию, изучать отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-6);

– готовности работать над проектами электроэнергетических и электротехнических систем и их компонентов (ПК-8);

– способности рассчитывать схемы и элементы основного оборудования, вторичных цепей, устройств защиты и автоматики электроэнергетических объектов (ПК-15);

– способности к обучению на втором уровне высшего профессионального образования, получению знаний по одному из профилей в области научных исследований и педагогической деятельности (ПК-33);

– готовности изучать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования (ПК-39);

– готовности участвовать в составлении научно-технических отчетов (ПК-42);

– способности выполнять экспериментальные исследования по заданной методике, обрабатывать результаты экспериментов (ПК-44).

Кроме этого, формируются профессионально-специализированные компетенции:

– способность определить возможные варианты выполнения релейной защиты и автоматики энергообъекта (ПСК-1);

– способность определить параметры срабатывания релейной защиты энергообъекта (ПСК-2);

– готовность оценить защитоспособность проектируемой релейной защиты (ПСК-3);

– готовность к участию в исследовательских работах по автоматизации энергообъектов (ПСК-5)

– способность к оценке состояния и условий эксплуатации релейной защиты и автоматики энергообъекта (ПСК-7).

Дисциплина «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» предусмотрена Федеральным государственным образовательным стандартом по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» подготовки бакалавров в качестве дисциплины профессионального цикла – шифр **Б3.Б.8**. Учебным планом предусмотрено, что общие трудозатраты по дисциплине составляют 5 зачетных единиц трудоемкости (ЗЕТ). Дисциплина изучается в седьмом семестре, общее число часов – 180, в том числе 42 – лекции, 14 – лабораторные работы, 24 – практические занятия. Предусмотрено выполнение курсового проекта.

Настоящее учебное пособие – очередная часть комплекта учебно-методических материалов, разрабатываемого кафедрой энергетики Амурского государственного университета в рамках реализации гранта Министерства образования и науки Российской Федерации «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера – филиала ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы (ОАО «ФСК ЕЭС») – Магистральные электрические сети Востока (МЭС Востока).

ВВЕДЕНИЕ

Умение решать инженерные задачи является одним из наиболее существенных факторов, способствующих наилучшему усвоению теоретического материала дисциплины "Релейная защита и автоматика электрических систем" и приобретению необходимых навыков в будущей работе на производстве.

Важную роль в этом направлении играют практические занятия по вышеназванной дисциплине, а также выполнение курсовых и дипломных работ. Однако в связи с отсутствием необходимого количества учебных пособий и их большой разрозненностью (литература, посвященная этим вопросам, последние десять-пятнадцать лет переиздавалась крайне малыми тиражами), а также с различием методов решений, студенты обычно испытывают большие затруднения при выполнении контрольных задач, курсовой работы и дипломного проекта.

Поэтому в настоящем учебно-методическом пособии приводятся наиболее распространенные методы расчета уставок устройств релейной защиты и автоматики, необходимые при выполнении всех учебных работ.

В энергосистемах Российской Федерации все шире используются цифровые реле и микропроцессорные терминалы. Пока большая часть защит, построенных на новой элементной базе, настраивается по тем же алгоритмам, что и устройства защиты и автоматики на базе электромеханических реле; это позволяет распространить рассмотренные ниже методики выбора параметров и на цифровые защиты первых поколений.

Авторы сознательно ограничили объем вопросов, затрагиваемых в пособии. Специфике расчета уставок и настройке цифровых реле и терминалов, в которых используются новые подходы к исполнению и принципам работы устройств защиты и автоматики, планируется посвятить следующую часть, подготовка которой ведется в настоящее время.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТЕ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И О ВЫБОРЕ ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1.1. Исходная информация и объем расчетов

Для выбора и расчета необходимых устройств РЗА требуются следующие исходные данные:

номинальные параметры защищаемого оборудования (мощность, напряжение, пределы регулирования, для линий – длина, и т.п.);

краткая характеристика электрической сети, в которой установлено это оборудование (одно- или двустороннее питание, наличие параллельных цепей или шунтирующих связей, режимы нейтрали, тип используемых выключателей и т.д.);

сведения о рабочих режимах сети – максимальном, минимальном; о том, допустима или нет параллельная работа защищаемого оборудования с другими элементами сети; об условиях, при которых может быть введено в работу оборудование, находящееся в резерве и т.п.

На основании этой информации, в соответствии с разделом 3 «Правил устройства электроустановок» [1], производится предварительный выбор необходимых устройств релейной защиты и автоматики. Затем, на основании расчетов параметров (уставок) этих устройств, принимается решение о том, какие именно устройства будут установлены.

Расчеты включают в себя следующие основные этапы:

определение номинальных и рабочих параметров сети;

составление схемы замещения сети;

выбор расчетных точек короткого замыкания (к.з.) и расчет токов и напряжений при коротких замыканиях в симметричных и несимметричных режимах работы электрической сети; расчеты ведутся для минимального и максимального режимов;

выбор трансформаторов тока и напряжения;

выбор источников оперативного тока;

определение параметров выбранных типов защит – а) уставок по току, напряжению, сопротивлению, времени и т.п., б) проверка чувствительности, зон действия, «мертвых» зон;

расчет параметров устройств автоматики;

выбор реле: пусковых, блокирующих, промежуточных, указательных, времени и т.п.;

проверка трансформаторов тока на 10-процентную погрешность.

1.2. Выбор источников оперативного тока

На всех подстанциях энергосистем и промышленных предприятий применяется постоянный, переменный или выпрямленный оперативный ток.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи и частично – конденсаторы с зарядными устройствами.

К источникам переменного оперативного тока относятся измерительные трансформаторы тока и напряжения, промежуточные быстронасыщающиеся трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и емкостные отборы напряжения.

Источниками выпрямленного оперативного тока являются выпрямительные устройства (блоки питания – токовые и напряжения).

Постоянный оперативный ток напряжением 220 В применяется на всех электрических станциях, а также на мощных промежуточных подстанциях с большими расстояниями между аккумуляторной батареей и приводами выключателей.

Постоянный оперативный ток напряжением 110 В используется на сравнительно мощных промежуточных подстанциях небольших размеров.

На небольших подстанциях для питания цепей отключения, сигнализации и контроля источники постоянного оперативного тока работают на напряжении 24 и 48 В.

Кроме того, на тепловых электростанциях для устройств управления, автоматики и контроля, выполненных на базе малогабаритных реле и бесконтактных элементов, может применяться постоянный оперативный ток напряжением 60 и 24 В, получаемый от преобразователей, подключенных к аккумуляторной батарее напряжением 220 В.

Переменный оперативный ток широко используется на всех подстанциях напряжением не выше 110 кВ.

Конденсаторные установки находят применение на подстанциях, приводы выключателей которых имеют катушки с небольшим потреблением электроэнергии (КАМ, ПРА, ПРБА, УПП и ПС-10 с приставкой), а также на автоматизированных подстанциях - для питания катушек приводов отделителей.

Блоки питания - на подстанциях, оборудованных электромагнитными приводами.

Питание оперативных цепей от трансформаторов тока принято для катушек отключения и реле прямого действия.

Питание оперативных цепей от трансформаторов напряжения целесообразно для защит от замыкания на землю турбогенераторов и от повышения напряжения гидрогенераторов.

Питание оперативных цепей от предварительно заряженных конденсаторов принято для газовой защиты силового трансформатора в тех случаях, когда она является единственной основной защитой.

1.3. Режимы работы электрической сети

Расчеты токов короткого замыкания для определения уставок устройств релейной защиты и автоматики ведутся обычно в двух режимах электрической сети: минимальном и максимальном. Под минимальным режимом работы

понимается такой, когда общее сопротивление электрической сети имеет максимальное значение, например, при работе одного из двух параллельно работающих трансформаторов, одной из двух параллельных линий, выводе в ремонт одного из генераторов станции и отключении другого и т.п.

Под максимальным режимом работы электрической сети понимается такой, когда общее ее сопротивление имеет минимальное значение, т.е. в условиях, когда полностью включено в работу все оборудование.

В максимальных режимах работы выполняется расчет уставок защит и определяются токи небаланса, а в минимальных – проверяется чувствительность защит.

1.4. Выбор трансформаторов тока и напряжения

Трансформаторы тока и напряжения обычно выбираются по методике, известной из дисциплины «Электрическая часть станций и подстанций», но для упрощения расчетов – лишь по номинальным параметрам: классу точности и схеме соединений обмоток.

Трансформаторы тока, соединяемые в «треугольник», выбираются по первичному току $I_{ном} \cdot \sqrt{3}$, чтобы не иметь вторичных токов, значительно превышающие 5 А.

1.5. Выбор типов защит и устройств автоматики

Выбор типов защит и устройств автоматики производится в полном соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и руководящими указаниями по релейной защите, а также с учетом нормативных документов и директивных указаний (решений, противоаварийных и эксплуатационных циркуляров), издаваемых РАО ЕЭС России.

Кроме того, рекомендуется использовать новейшие научные достижения во всех областях науки и техники, опубликованные в периодической печати (монографиях, технических журналах, сборниках трудов научных работников и т.п.).

2. МАКСИМАЛЬНЫЕ ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 2-10 кВ и резервных – для сетей напряжением 110-330 кВ, а также для защиты генераторов, трансформаторов; защиты устанавливаются также на шиносоединительных и секционных выключателях.

2.1. Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_v} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (2.1)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 равным 1,1-1,2, для реле РТВ равным 1,2-1,4;

k_v – коэффициент возврата реле, принимаемый для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 равным 0,8-0,85, для реле РТВ равным 0,6-0,7;

k_z – коэффициент запуска двигателей, определяемый расчетом;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии:

$$I_{раб.макс.} = \frac{S_{нагр.макс.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.2)$$

где $S_{нагр.макс.}$ – максимальная нагрузка защищаемой линии в наиболее тяжелых, но реально возможных условиях, а $U_{ном}$ – линейное напряжение защищаемой линии.

Коэффициент запуска двигателей лежит в широких пределах и зависит от вида нагрузки и ее параметров, от схемы электрической сети, от выбранного режима пуска двигателей; в различных условиях и для разных категорий нагрузок его расчет производится разными методами. Это очень трудоемкая задача.

Поэтому в упрощенных расчетах, когда неизвестны необходимые данные для расчета коэффициента запуска двигателей, ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{с.з.} = (3 \div 4) \cdot I_{ном.}, \quad (2.3)$$

где $I_{ном.}$ – номинальный ток защищаемого объекта. Для кабельных линий электропередачи за $I_{ном.}$ принимается длительно допустимый ток кабеля $I_{дл.доп.}$

Меньшее значение кратности тока срабатывания допускается применять в тех случаях, когда коэффициент чувствительности получается ниже следующих значений:

- а) 1,5 – для основных максимальных токовых защит;
- б) 1,2 – для резервных МТЗ, не предназначенных для замены основных защит;
- в) 1,5 – для токовых пусковых органов дистанционных защит.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}, \quad (2.4)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы. Для защит, включаемых по схеме «звезда – звезда» и «неполная звезда», $k_{сх} = 1$, а для защит, включаемых по схеме «треугольник – звезда» и на разность токов двух фаз, $k_{сх} = \sqrt{3}$ (в симметричном режиме);

$n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_{ТА} = \frac{I_{1ном.}}{I_{2ном.}}, \quad (2.5)$$

где $I_{1ном.}$ и $I_{2ном.}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока.

Чувствительность защиты

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (2.6)$$

где $I_{к.мин.}$ – ток двухфазного короткого замыкания в конце зоны действия защиты в минимальном режиме работы электрической сети. Для МТЗ-1, установленной на линии $W1$, если защита – основная, коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в конце защищаемой линии – в точке $K1$. Эта же защита может осуществлять дальнейшее резервирование защит МТЗ-2 и МТЗ-3; коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,2 при коротком замыкании в конце резервируемой линии (для линии $W2$ – в точке $K2$, для $W3$ – в точке $K3$) – рис. 1.

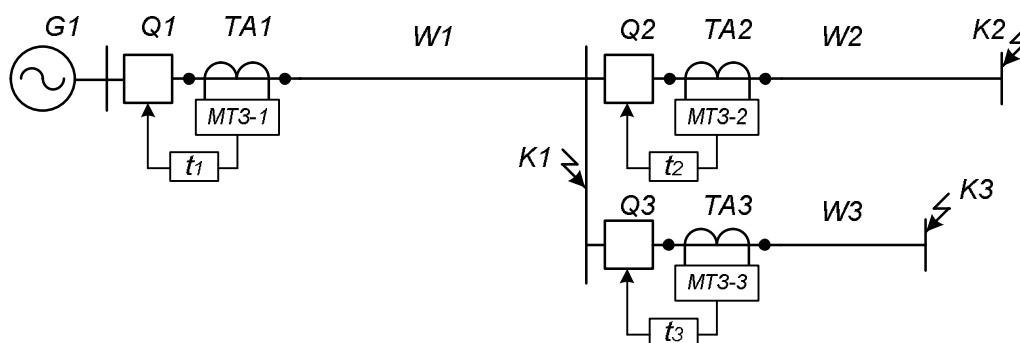


Рис. 1. Максимальные токовые защиты в радиальной сети с односторонним питанием.

Выдержка времени MT3-1 согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 \geq t_2 + \Delta t, \quad (2.7)$$

$$t_1 \geq t_3 + \Delta t, \quad (2.7a)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2, t_3 – выдержки времени защит, с которыми ведется согласование;

Δt – степень селективности:

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан.}; \quad (2.8)$$

где t_Q – время отключения выключателя, которое берется по справочным данным – [2]; при отсутствии информации может быть взято в следующих пределах: для масляных выключателей – 0,055 - 0,16 с; для воздушных и электромагнитных – 0,07 - 0,08 с (за исключением выключателя ВВГ-20, у которого $t_Q = 0,15$ с); для вакуумных выключателей $t_Q = 0,025 - 0,055$ с;

t_{KT1}, t_{KT2} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты (табл. 1);

$t_{зан.}$ – время запаса – учитывает неточность регулировки реле времени, разброс во времени отключения выключателей и т.п.; принимается равным 0,1 - 0,15 с.

Таблица 1

Погрешность срабатывания реле времени

Диапазон уставок реле, с	Погрешность срабатывания, с
0,1 – 1,3	0,06
0,25 – 3,5	0,12
0,5 – 9	0,25
1 – 20	0,8

В качестве уставки срабатывания МТЗ-1 по времени принимается большее значение t_1 , определенное по условиям (2.7) и (2.7а).

2.2. Максимальная токовая защита трансформаторов и автотрансформаторов

На двухобмоточных трансформаторах защита устанавливается со стороны основного источника питания, на многообмоточных, присоединенных тремя и более выключателями – со всех сторон; на понижающем двухобмоточном, питающем отдельно работающие секции, – со стороны питания и со стороны каждой секции [1].

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_e} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (2.9)$$

где k_n – коэффициент надежности; принимается равным 1,2;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток в цепи, в которой установлена защита.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ГА}} \cdot k_{сх}. \quad (2.10)$$

Выдержка времени:

$$t_{защ.} \geq t_l + \Delta t, \quad (2.11)$$

где t_l – наибольшая выдержка времени защиты присоединения (отходящей линии или другой стороны трансформатора), с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности, определяемая по формуле (2.8).

Чувствительность защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (2.12)$$

где $I_{к.мин.}$ – ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 при коротком замыкании в зоне резервирования.

2.3. Максимальная токовая защита генераторов мощностью 1 МВт и менее

Применяется на генераторах с номинальным напряжением выше 1 кВ в качестве защиты от внешних коротких замыканий. Присоединяется к трансформаторам тока со стороны нейтрали генератора.

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_v} \cdot I_{ном.}, \quad (2.13)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,6 – 2,0);

k_v – коэффициент возврата (для реле РТВ 0,6 - 0,7; для реле РТ-80 – 0,8;

$I_{ном.}$ – номинальный ток защищаемого генератора.

Ток срабатывания реле определяется аналогично (2.10):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}. \quad (2.14)$$

Выдержка времени защиты

$$t_{защ.} \geq t_{прис.} + \Delta t,$$

(2.15)

где $t_{прис.}$ – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от сборных шин генератора;

Δt – ступень селективности, определяемая по формуле (2.8).

Коэффициент чувствительности, аналогично (2.12):

$$k_{\chi} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (2.16)$$

но здесь $I_{к.мин.}$ – минимальный ток в первичных обмотках трансформаторов тока защиты при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

3. МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА С БЛОКИРОВКОЙ ПО НАПРЯЖЕНИЮ

Чаще всего применяется на генераторах и трансформаторах и выполняется в двух вариантах: 1) с пуском минимального напряжения (для трансформаторов и автотрансформаторов); 2) с комбинированным пуском напряжения (для трансформаторов и генераторов).

Максимальная токовая защита с пуском минимального напряжения служит в качестве резервной защиты понижающих трансформаторов и автотрансформаторов при наличии питания со стороны 220 и 110 кВ и является приставкой к токовой защите обратной последовательности.

3.1. Максимальная токовая защита с пуском напряжения понижающих трансформаторов и автотрансформаторов

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{ном.}, \quad (3.1)$$

где k_H – коэффициент надежности (1,1 - 1,25); $I_{ном.}$ – номинальный ток силового трансформатора.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}, \quad (3.2)$$

Выдержка времени защиты

$$t_{защ.} \geq t_{прис.} + \Delta t, \quad (3.3)$$

где $t_{прис.}$ – выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование; Δt – ступень селективности, определяемая по формуле (2.8).

Чувствительность токового органа

$$k_{ч.І} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (3.4)$$

где $I_{к.мин.}$ – ток двухфазного короткого замыкания за трансформатором в минимальном режиме работы сети.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения

$$U_{с.з.} = \frac{U_{мин.}}{k_H \cdot k_B}, \quad (3.5)$$

где k_H – коэффициент надежности (1,1 - 1,2); k_B – коэффициент возврата реле (1,2); $U_{мин.}$ – минимальное напряжение в месте установки защиты в

условиях самозапуска двигателей нагрузки после отключения внешнего короткого замыкания.

В практических расчетах напряжение срабатывания пускового органа защиты может быть определено по выражению

$$U_{с.з.} = (0,5 - 0,65) \cdot U_{ном.} \quad (3.6)$$

Напряжение срабатывания реле

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_{TV}} \quad (3.7)$$

Чувствительность органа минимального напряжения

$$k_{ч.U} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.макс.}}, \quad (3.8)$$

где $U_{к.макс.}$ – максимальное междуфазное напряжение в месте установки защиты при металлическом коротком замыкании в расчетной точке.

Коэффициенты чувствительности по току и напряжению при выполнении функции основной защиты должны быть не менее 1,5; для резервной защиты – не менее 1,2. Схема защиты приведена на рис. 2, а, 2, б, 2, в.

3.2. Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения

Защита применяется на генераторах мощностью менее 30 МВт и на трансформаторах мощностью 1000 кВА и более.

Уставки по току и минимальному напряжению, выдержка времени и чувствительность определяются по формулам (3.1) – (3.8). Отличием данной защиты от предыдущей является включение пускового органа минимального напряжения $KV2$ на выходе фильтра напряжения обратной последовательности $ZV2$ (рис. 2, г).

Первичное напряжение срабатывания реле $KV2$

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot U_{ном.}, \quad (3.9)$$

где $U_{ном.}$ – первичное междуфазное напряжение в месте установки трансформатора напряжения TV .

Вторичное напряжение срабатывания реле $KV2$ на выходе фильтра

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{n_{TV}} \quad (3.10)$$

Чувствительность фильтр-реле напряжения обратной последовательности:

$$k_{ч.U2} = \frac{U_{2.к.мин.}^{(2)}}{U_{2с.з.}}, \quad (3.11)$$

где $U_{2.к.мин.}^{(2)}$ – первичное напряжение обратной последовательности в месте установки защиты при металлической коротком замыкании в конце зоны резервирования в минимальном режиме работы сети.

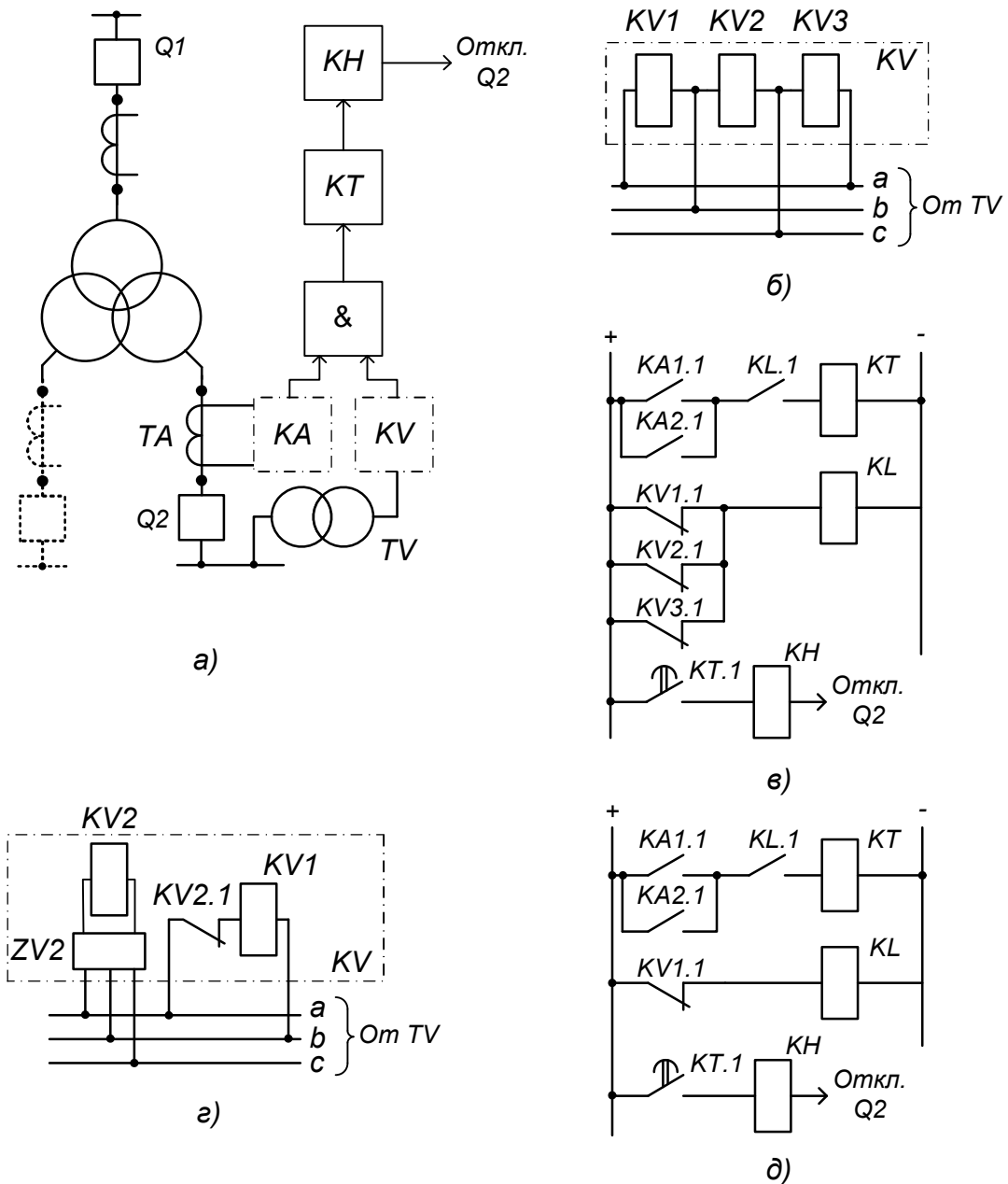


Рис. 2. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению:
 а – структурная схема МТЗ; б, в – цепи переменного напряжения и оперативные цепи для МТЗ с пуском напряжения; г, д – цепи переменного напряжения и оперативные цепи для МТЗ с комбинированным пуском.

В упрощенных расчетах

$$U_{2.к.мин.}^{(2)} = 0,5 \cdot U_{ном.} \quad (3.12)$$

Численное значение коэффициента чувствительности – то же, что и в максимальной токовой защите с пуском минимального напряжения.

3.3. Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения генераторов мощностью от 1 до 50 МВт

Схема защиты подобна приведенной на рисунке 2, а, 2, г, 2, д, но трансформаторы тока TA устанавливаются со стороны нейтрали генератора, а трансформатор напряжения TV – со стороны фазных выводов.

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = \frac{k_H}{k_E} \cdot I_{ном.г.}, \quad (3.13)$$

где k_H – коэффициент надежности, равный 1,1 - 1,2.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{TA}} \cdot k_{сх}. \quad (3.14)$$

Напряжение срабатывания защиты (первичное напряжение для реле KVI):

$$U_{с.з.} = \frac{U_{мин.раб.}}{k_H \cdot k_E}. \quad (3.15)$$

Для турбогенераторов это напряжение может определяться по формуле:

$$U_{с.з.} = (0,5 - 0,6) \cdot U_{ном.ген.} \quad (3.16)$$

Для гидрогенераторов

$$U_{с.з.} = (0,6 - 0,7) \cdot U_{ном.ген.} \quad (3.17)$$

Напряжение срабатывания реле KVI :

$$U_{с.р.} = \frac{U_{с.з.}}{n_{TV}}. \quad (3.18)$$

Первичное напряжение срабатывания фильтр-реле обратной последовательности $KV2$:

$$U_{2с.з.} = 0,06 \cdot U_{ном.} \quad (3.19)$$

Вторичное напряжение срабатывания фильтр-реле обратной последовательности

$$U_{2с.р.} = \frac{U_{2с.з.}}{n_{TV}}. \quad (3.20)$$

Выдержка времени

$$t_{защ.} \geq t_{прис.} + \Delta t, \quad (3.21)$$

где $t_{прис.}$ – наибольшая выдержка времени у защит присоединений, с которыми ведется согласование;

Чувствительность защиты:
токового органа

$$k_{ч.I} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (3.22)$$

органа минимального напряжения

$$k_{ч.U1} = \frac{U_{с.з.}}{U_{к.ост.макс.}}; \quad (3.23)$$

фильтра-реле напряжения обратной последовательности

$$k_{ч.U2} = \frac{U_{2.к.мин.}}{U_{2с.з.}}, \quad (3.24)$$

где $I_{к.мин.}$, $U_{к.ост.макс.}$ и $U_{2.к.мин.}$ – соответственно минимальный ток, максимальное остаточное напряжение прямой последовательности и минимальное напряжение обратной последовательности (междуфазные) при коротком замыкании в конце зоны резервирования (для момента времени, соответствующего выдержке времени защиты).

Коэффициенты чувствительности всех пусковых органов должны быть не менее 1,2.

4. ТОКОВЫЕ ОТСЕЧКИ

Токовые отсечки применяются в качестве основных защит в сочетании с максимальными токовыми защитами на тех линиях напряжением 6-10 кВ, где принятая по условиям селективности выдержка времени максимально-токовой защиты обуславливает эатормаживание двигателей или снижает эффективность автоматики повторного включения (АПВ).

Кроме того, токовые отсечки без выдержки времени устанавливаются на нереактированных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин станции.

В качестве основных защит токовые отсечки могут применяться на генераторах напряжением 3 кВ и выше мощностью 1000 кВт и менее, работающих параллельно, а также на трансформаторах мощностью менее 6300 кВА и двигателях мощностью менее 5000 кВт.

4.1. Токовые отсечки на линиях электропередачи

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.макс.}^{(3)}, \quad (4.1)$$

где k_n – коэффициент надежности (для реле РТ-40 – 1,2-1,3; РТ-80 – 1,5-1,6 и для реле РТМ – 1,4 - 1,5);

$I_{к.макс.}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании на шинах противоположной подстанции (см. рис. 3: для МТО1 – это ток трехфазного к.з. в точке К2).

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}. \quad (4.2)$$

Зона действия отсечки определяется обычно графическими построениями как точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в минимальном и максимальном режимах работы сети в зависимости от длины линии или ее реактивного сопротивления и прямой тока срабатывания защиты (рис. 3).

В упрощенных расчетах зона действия отсечки (в процентах от длины линии) может быть определена по формуле

$$L_{отс} = \left(\frac{E_{сист.}}{I_{с.з.}} - x_{сист.} \right) \cdot \frac{100}{x_{л}}, \quad (4.3)$$

где $x_{л}$ – сопротивление защищаемой линии; $x_{сист.}$ – сопротивление системы (источника питания); $E_{сист.}$ – эдс системы (источника питания).

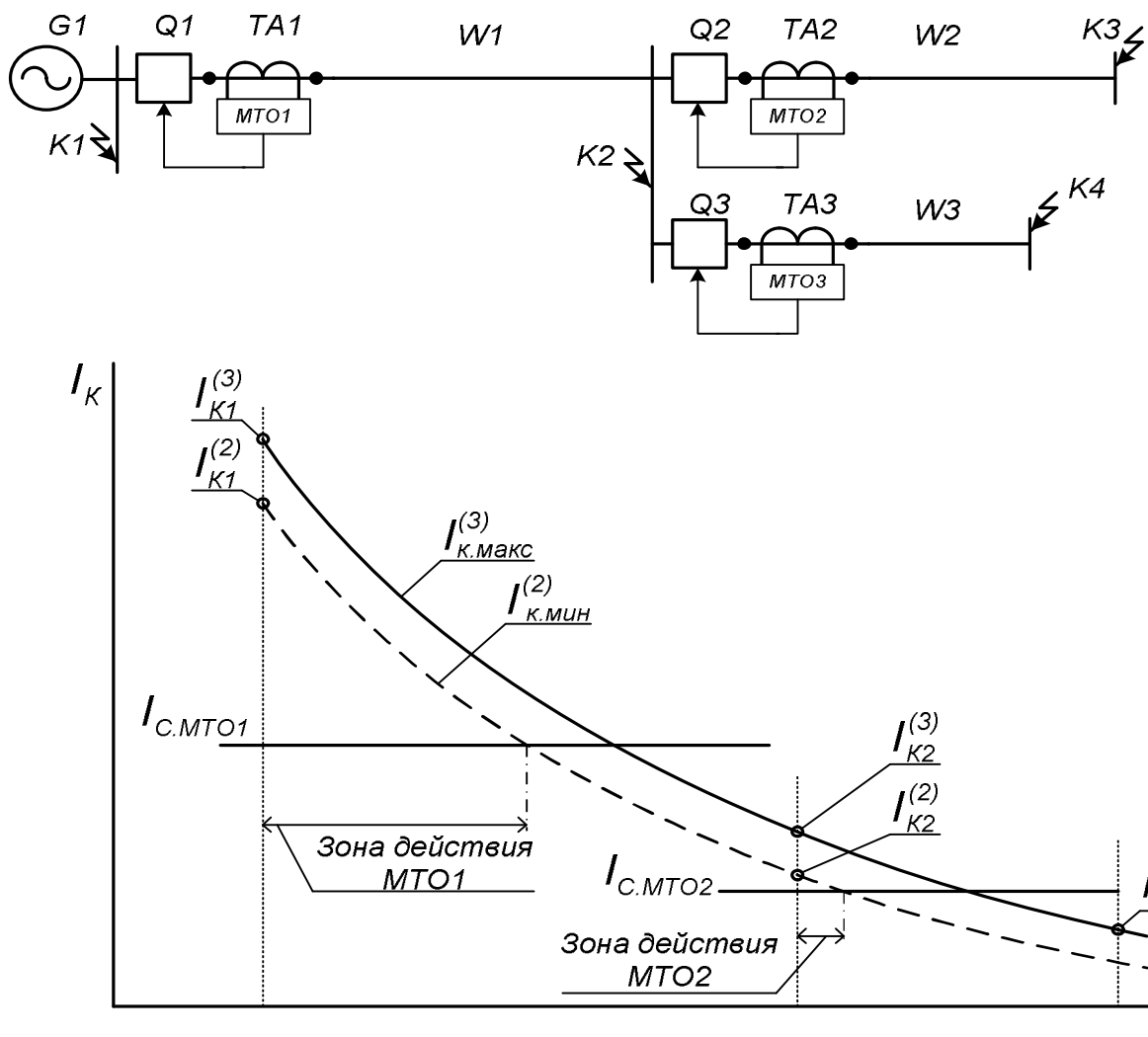


Рис. 3. Определение зоны действия токовых отсечек.

Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25% длины линии. В предварительных расчетах допускается вместо зоны действия отсечки определять коэффициент чувствительности защиты по минимальному току двухфазного к.з. на шинах той подстанции, где установлена отсечка. Например, для МТО1:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K1}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (4.3a)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2,0.

Поскольку зона действия токовой отсечки не выходит за пределы защищаемой линии, она выполняется без выдержки времени: $t_{\text{защ.}} \approx 0$. Отсюда и название защиты – «мгновенная токовая отсечка (МТО)».

4.2. Отсечки на линиях с двусторонним питанием

Защиты устанавливаются на обоих концах линии. Уставки обоих комплектов защиты рассчитываются следующим образом.

Ток срабатывания отсечки определяется исходя из двух условий:

$$I_{с.з.} = k_{н1} \cdot I_{к.макс.}^{(3)}, \quad (4.4)$$

$$I_{с.з.} = k_{н2} \cdot I_{кач.макс.}, \quad (4.5)$$

где $k_{н1}$ и $k_{н2}$ – коэффициенты надежности; $k_{н1}$ принимается аналогично отсечке на линиях с односторонним питанием, а $k_{н2} = 1,2 - 1,3$;

$I_{к.макс.}^{(3)}$ – максимальный из токов короткого замыкания на шинах противоположных подстанций;

$I_{кач.макс.}$ – максимальный ток качания, появляющийся при асинхронной работе источников питания.

$$I_{кач.макс.} = \frac{2 \cdot E}{x_{C1} + x_L + x_{C2}}, \quad (4.6)$$

где E – эдс параллельно работающих источников питания; x_{C1} , x_{C2} , x_L – сопротивления, соответственно, источников питания и линии, на которой устанавливаются защиты.

За расчетный ток срабатывания отсечки принимается больший из полученных по условиям (4.4) и (4.5).

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2); зона действия отсечки определяется графически, аналогично отсечке на линиях с односторонним питанием. Требование к величине зоны действия то же – не менее 20% длины линии с каждой стороны. Если требование не выполняется, от установки отсечки следует отказаться.

4.3. Отсечка с выдержкой времени

В зону действия защиты должна входить вся линия, на которой установлена отсечка, а также шины приемной подстанции и головные участки присоединений, отходящих от этих шин. При установке отсечки с выдержкой времени вместо МТО1 в ее зону действия должна войти вся линия $W1$ и могут входить головные участки линий $W2$ и $W3$ (рис. 3).

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.ТО1} \geq k_n \cdot I_{с.МТО2}, \quad (4.7)$$

$$I_{с.ТО1} \geq k_n \cdot I_{с.МТО3}, \quad (4.8)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый 1,1 – 1,2;

$I_{с.МТО2}$, $I_{с.МТО3}$ – токи срабатывания отсечек без выдержки времени последующих участков, с которыми ведется согласование; больший из токов, рассчитанных по (4.7) и (4.8), берется в качестве уставки.

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2).

Выдержка времени

$$t_{ТО1} = t_{МТО2} + \Delta t, \quad (4.9)$$

$$t_{ТО1} = t_{МТО3} + \Delta t, \quad (4.9a)$$

где Δt – ступень селективности, определяемая по формуле (2.6);

$t_{МТО}$ – время действия отсечки без выдержки времени:

$$t_{МТО2} = t_{МТО3} = t_{КА} + t_{KL}, \quad (4.10)$$

где $t_{КА}$ – время работы токового реле; t_{KL} – время работы промежуточного реле.

4.4. Токовая отсечка трансформаторов

Ток срабатывания отсечки определяется по двум условиям:

$$I_{с.ТО} \geq k_n \cdot I_{к.макс.}^{(3)}, \quad (4.11)$$

$$I_{с.ТО} \geq k_n \cdot I_{нам.}, \quad (4.12)$$

где k_n – коэффициент надежности (для реле РТ-40 – 1,3-1,4; РТ-80 и РТМ – 1,6);

$I_{к.макс.}^{(3)}$ – максимальный ток короткого замыкания за трансформатором;

$I_{нам.}$ – ток намагничивания трансформатора при включении его под напряжение.

В практических расчетах вместо условия (4.12) допускается ток срабатывания отсечки принимать в пределах:

$$I_{с.ТО} \geq (3 - 4) \cdot I_{ном.}, \quad (4.13)$$

где $I_{ном.}$ – номинальный ток трансформатора.

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2).

Чувствительность отсечки

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{к.мин.}^{(2)}}{I_{с.ТО}}, \quad (4.14)$$

где $I_{к.мин.}^{(2)}$ – ток короткого замыкания между двумя фазами на выводах трансформатора со стороны установки защиты в минимальном режиме работы

сети.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

В зону действия отсечки входит, как правило, только обмотка трансформатора со стороны установки защиты (со стороны источника питания), поэтому она выполняется без выдержки времени: $t_{защ.} \approx 0$.

4.5. Токовая отсечка электродвигателей

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.ТО} = k_n \cdot I_{пуск.}, \quad (4.15)$$

где k_n – коэффициент надежности (для реле РТ-40 – 1,8; РТ-80 и РТМ – 2);

$I_{пуск.}$ – пусковой ток двигателя:

$$I_{пуск.} = k_n \cdot I_{ном.}, \quad (4.16)$$

где k_n – кратность пускового тока, принимаемая из справочников.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.ТО}}{n_{ТА}}. \quad (4.17)$$

Чувствительность защиты

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин.}^{(2)}}{I_{с.ТО}}, \quad (4.18)$$

где $I_{к.мин.}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания на выводах электродвигателя.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

4.6. Токовая отсечка генераторов мощностью менее 1 МВт, напряжением 3-6 кВ на переменном оперативном токе

Ток срабатывания отсечки выбирается по двум условиям:

$$I_{с.ТО} = k_{н1} \cdot I_{к.вн.макс.}^{(3)}, \quad (4.19)$$

$$I_{с.ТО} = k_{н2} \cdot I_{кач.макс.}, \quad (4.20)$$

где $k_{н1}$ – коэффициент, учитывающий погрешности реле, влияние апериодической составляющей тока короткого замыкания и необходимый запас (для реле РТ-80 – 1,8; РТМ – 2);

$I_{к.вн.макс.}^{(3)}$ – периодическая слагающая тока (при $t = 0$) в месте установки защиты при внешнем металлическом коротком замыкании;

$k_{н2}$ – коэффициент надежности, равный 1,2 – 1,3;

$I_{кач.макс.}$ – максимальный ток качания:

$$I_{кач.макс.} = \frac{E_G + U_C}{x_G + x_C}, \quad (4.21)$$

где E_G – эдс генератора; x_G – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора; U_C – эквивалентное напряжение системы, принимаемое в расчетах равным номинальному; x_C – эквивалентное сопротивление системы.

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2).

Чувствительность защиты

$$k_{\chi} = \frac{I_{к.мин.}^{(2)}}{I_{с.ТО}}, \quad (4.22)$$

где $I_{к.мин.}^{(2)}$ – минимальный ток короткого замыкания на выводах генератора, притекающий от других генераторов.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

4.7. Отсечки по току и напряжению

Отсечки по току и напряжению применяются на одиночных линиях в радиальных сетях напряжением 35-110 кВ в качестве основных защит.

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.ТО} = \frac{I_{к.мин.}^{(2)}}{k_{\chi.л.мин.}}, \quad (4.23)$$

где $I_{к.мин.}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания на шинах противоположной подстанции;

$k_{\chi.л.мин.}$ – минимальный коэффициент чувствительности токового органа, равный 1,5.

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2).

Напряжение срабатывания отсечки

$$U_{с.ТО} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{с.ТО} \cdot (z_{л} + z_{ТР})}{k_{н}}, \quad (4.24)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

$z_{л}$ – сопротивление линии;

$z_{ТР}$ – сопротивление трансформатора, питаемого от защищаемой линии.

Напряжение срабатывания реле

$$U_{c.p.} = \frac{U_{c.з.}}{n_{TV}}. \quad (4.25)$$

Чувствительность органа напряжения

$$k_{ч.U} = \frac{U_{c.з.}}{U_{к.ост.макс.}}, \quad (4.30)$$

где $U_{к.ост.макс.}$ – остаточное напряжение в месте установки защиты при коротком замыкании в конце защищаемой линии.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

5. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Токковые защиты обратной последовательности с приставкой, действующей при симметричных коротких замыканиях, применяются на повышающих трансформаторах с двусторонним питанием мощностью более 1000 кВА и на генераторах мощностью более 30 МВт, а также на мощных понижающих трансформаторах с двусторонним питанием.

5.1. Токковые защиты обратной последовательности понижающих трансформаторов

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{2расч.}, \quad (5.1)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1; $I_{2расч.}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты при коротком замыкании в условиях, когда защита, с которой производится согласование, находится на грани срабатывания, для режима работы и вида повреждения, обуславливающих наибольшее значение тока в защите (при $t = 0$).

В упрощенных расчетах ток срабатывания защиты определяется по выражению

$$I_{с.з.} = (0,5 - 0,7) \cdot I_{ном.}, \quad (5.2)$$

где $I_{ном.}$ – номинальный ток трансформатора.

Ток срабатывания реле рассчитывается по (4.2).

Чувствительность защиты

$$k_{\chi} = \frac{I_{2к.мин.}}{I_{с.з.}}, \quad (5.3)$$

где $I_{2к.мин.}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты при коротком замыкании между двумя фазами в режиме, обуславливающем наименьший ток в защите (при $t = 0$).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 для основной защиты и не менее 1,2 – для резервной.

Выдержка времени

$$t_{с.з.} = t_{прис.} + \Delta t, \quad (5.4)$$

где Δt – степень селективности, определяемая по формуле (2.8);

$t_{прис.}$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование.

5.2. Двухступенчатая токовая защита обратной последовательности генераторов мощностью до 60 МВт

Ток срабатывания первой ступени

$$I_{с.з.} = \frac{k_n}{k_\beta} \cdot I_{нб.}, \quad (5.5)$$

где $I_{нб.}$ – ток небаланса на выходе фильтра токов обратной последовательности.

Обычно в предварительных расчетах ток срабатывания первой ступени определяется по выражению

$$I_{с.з.} = 0,1 \cdot I_{ном.}, \quad (5.6)$$

где $I_{ном.}$ – номинальный ток генератора.

Выдержка времени первой ступени

$$t_{с.з.1} = 5 - 7 \text{ с}, \quad (5.7)$$

Ток срабатывания второй ступени определяется по двум условиям:

$$I_{с.з.} = \sqrt{\frac{A}{t_{дон.}}} \cdot I_{ном.}, \quad (5.8)$$

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{2расч.}, \quad (5.9)$$

где A – тепловая постоянная генератора (для генераторов с косвенным водородным охлаждением – 30, для генераторов типа ТВФ – 15, для гидрогенераторов – 40); $t_{дон.}$ – время, в течение которого ротор генератора при данном значении тока I_2 нагревается до предельной температуры (принимается равным 120 секунд); k_n – коэффициент надежности, принимаемый 1,1; $I_{2расч.}$ – ток обратной последовательности в цепи защищаемого генератора в расчетных условиях, когда защита обратной последовательности трансформатора находится на грани срабатывания.

В упрощенных расчетах условие (5.9) заменяется следующей формулой:

$$I_{с.з.} = (0,35 - 0,5) \cdot I_{ном.}. \quad (5.10)$$

За расчетное значение тока срабатывания защиты принимается большее из полученных значений.

Выдержка времени второй ступени определяется по двум условиям:

$$t_{с.з.2} = t_{mp.} + \Delta t, \quad (5.11)$$

$$t_{c.3.2} \leq t_{\text{дон.}}, \quad (5.12)$$

где $t_{mp.}$ – выдержка времени защиты трансформатора, с которой ведется согласование; $t_{\text{дон.}}$ – время нагрева генератора до предельной допустимой температуры; определяется по тепловой характеристике генератора (рис. 4, а, 4, б) при наибольшем значении $I_{2к.макс.}$ при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора;

Δt – степень селективности, определяемая по формуле (2.8).

За расчетное время срабатывания принимается большее.

Вторичный ток на входе фильтра

$$I_{c.p.} = I_{c.з.} \cdot \frac{k_{cx.}}{n_{ТА}}. \quad (5.13)$$

Чувствительность защиты

$$k_{\psi} = \frac{I_{2к.мин.}}{I_{c.з.}}, \quad (5.14)$$

где $I_{2к.мин.}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты при коротком замыкании в конце зоны резервирования (за трансформатором) для режима и вида повреждения, при которых этот ток имеет наименьшее значение.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

5.3. Многоступенчатая токовая защита обратной последовательности для генераторов мощностью более 60 МВт

Ток срабатывания пускового элемента интегрального органа

$$I_{n.o.} = \frac{1}{k_H \cdot k_B \cdot n_{ТА}} \cdot \sqrt{\frac{A}{t_{\text{дон.макс.}}}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (5.15)$$

где k_H – коэффициент надежности (1,1);

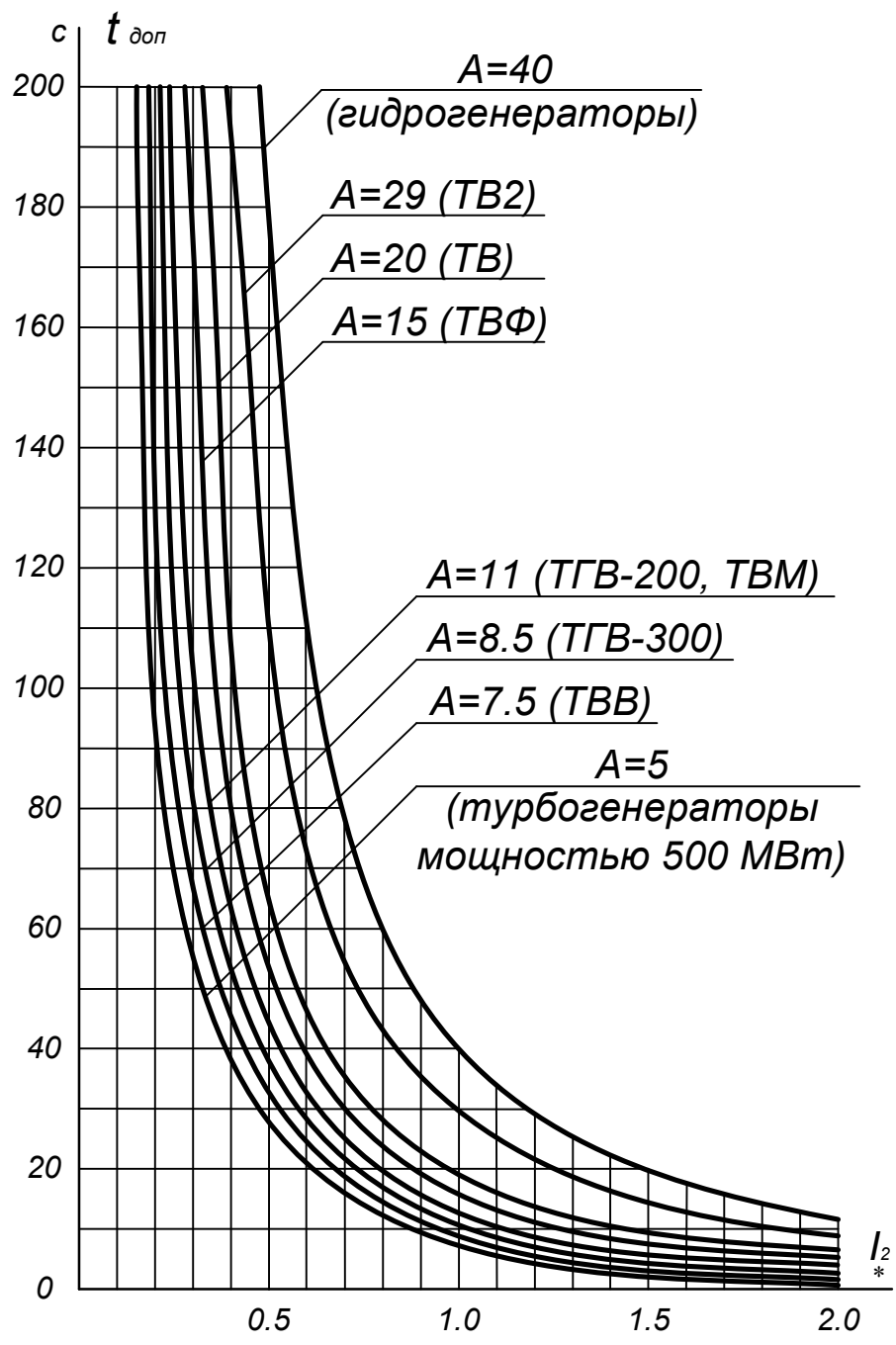
k_B – коэффициент возврата реле (0,95);

A – тепловая постоянная генератора;

$t_{\text{дон.макс.}}$ – максимальная допустимая выдержка времени интегрального органа (600 секунд).

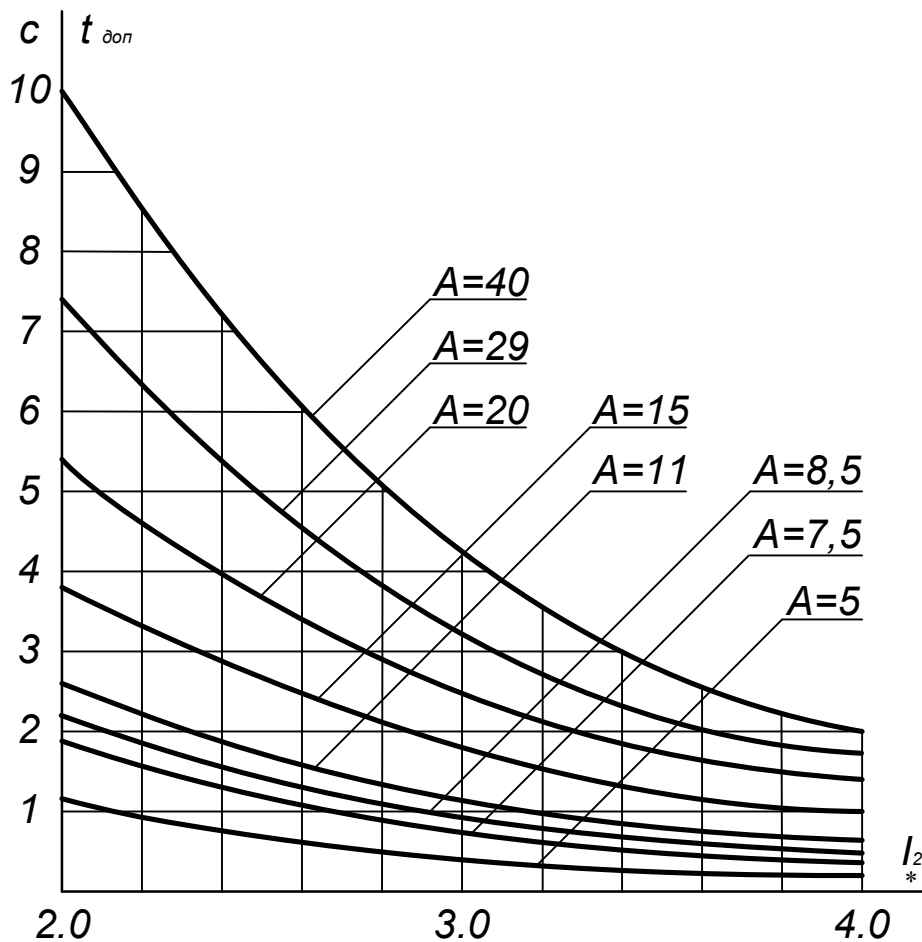
В упрощенных расчетах ток срабатывания пускового органа может быть рассчитан по выражению

$$I_{n.o.} = \frac{0,1 \cdot I_{\text{ном.}}}{n_{ТА}}. \quad (5.16)$$



a)

Рис. 4. Зависимости времени нагрева генератора до предельной допустимой температуры от тока обратной последовательности (ток – в долях от номинального тока генератора).



б)

Рис. 4. Зависимости времени нагрева генератора до предельной допустимой температуры от тока обратной последовательности (ток – в долях от номинального тока генератора).

Выдержка времени интегрального органа

$$t_{n.o.} = \frac{A}{I_{2*}^2}, \quad (5.17)$$

где I_{2*} – ток обратной последовательности на входе фильтра-реле в относительных единицах, при базисном токе, равной номинальному току генератора.

Ток срабатывания сигнального органа

$$I_{c.o.} = \frac{0,05 \cdot I_{ном.}}{n_{ТА}}. \quad (5.18)$$

Выдержка времени сигнального органа

$$t_{c.o.} = 5 - 7c. \quad (5.19)$$

Ток срабатывания отсечки II

$$I_{c.p.II} = \frac{I_{2*2.мин.} \cdot I_{ном.2.}}{k_{ч.II} \cdot n_{ТА}}, \quad (5.20)$$

где $I_{2*2.мин.}$ – минимальный ток обратной последовательности при двухфазном коротком замыкании на выводах генератора в относительных единицах;

$k_{ч.II}$ – максимальный коэффициент чувствительности отсечки II, принимаемый равным 2.

Напряжение срабатывания пускового органа напряжения нулевой последовательности при установке защиты на блоках генератор-трансформатор:

$$U_{c.p.} = 35 В. \quad (5.21)$$

Выдержка времени отсечки II

$$t_{II} = 0,4 - 0,5 с. \quad (5.22)$$

Ток срабатывания отсечки I

$$I_{c.p.I} = \frac{k_n \cdot I_{2расч.}}{n_{ТА}}, \quad (5.23)$$

где $I_{2расч.}$ – ток обратной последовательности в месте установки защиты при коротком замыкании в условиях, когда защита, с которой ведется согласование, находится на грани срабатывания для режима работы и вида повреждения, обуславливающего наибольшее значение тока в защите (при $t = 0$).

Выдержка времени отсечки I

$$t_I = t_{прис.} + \Delta t, \quad (5.24)$$

где $t_{прис.}$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – степень селективности, определяемая по формуле (2.8).

6. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ ИЛИ КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

6.1. Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора

Защита устанавливается на генераторах, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения при естественном емкостном токе замыкания на землю сети генераторного напряжения 5А и более.

Ток срабатывания первой ступени защиты при наличии блокирующих реле

$$I_{с.з.1} = \frac{k'_H \cdot I_C + k''_H \cdot I_{нб.бл.перв.}}{k_в}, \quad (6.1)$$

где $k_в$ – коэффициент возврата, принимаемый для реле РТЗ-50 равным 0,9 ; k'_H – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в установившемся режиме работы; при наличии выдержки времени 0,5-1с коэффициент $k'_H = 2-3$; k''_H – коэффициент надежности, равный 1,3 - 1,5; $I_{нб.бл.перв.}$ – первичный установившийся ток небаланса, соответствующий току срабатывания блокирующих реле; I_C – емкостной ток генератора, принимаемый по данным каталогов на соответствующие генераторы.

При отсутствии информации емкостной ток генератора (в амперах) может быть определен по формуле

$$I_C = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_2 \cdot U_H, \quad \text{А}, \quad (6.2)$$

где ω – угловая частота; U_H – номинальное линейное напряжение, В; C_2 – емкость одной фазы обмотки статора по отношению к земле. Для турбогенераторов

$$C_2 = \frac{k_1 \cdot S}{1,2 \cdot \sqrt{U_H \cdot (1 + 0,08U_H)}}, \quad \text{мкФ/фазу}, \quad (6.3)$$

для гидрогенераторов

$$C_2 = \frac{k_2 \cdot S^{3/4}}{3 \cdot (U_H + 3600) \cdot n^{1/3}}, \quad \text{мкФ/фазу}, \quad (6.4)$$

где S – мощность генератора, кВА; k_1 – коэффициент, зависящий от класса изоляции (при температуре 15-20°C $k_1 = 0,0187$); k_2 – коэффициент,

принимаемый для изоляции класса Б при температуре 25°C равным 40; n – частота вращения ротора генератора, об/мин.

При расчетах емкостного тока I_C по формуле (6.2) емкость фазы C_2 подставляется в фарадах, а напряжение U_H – в вольтах.

Ток срабатывания первой ступени защиты при отсутствии блокирующих реле

$$I_{с.з.1} = \frac{k'_H \cdot I_C + k''_H \cdot I_{нб.КЗ.перв.}}{k_B}, \quad (6.5)$$

где $I_{нб.КЗ.перв.}$ – первичный установившийся ток небаланса в режиме внешнего двухфазного короткого замыкания,
Вторичный ток небаланса

$$I_{нб.втор.} = I_{нб.нес.} + I_{нб.подм.}, \quad (6.6)$$

где $I_{нб.нес.}$ – составляющая вторичного тока небаланса, обусловленная несимметричным расположением фаз первичных токопроводов относительно магнитопровода трансформатора тока нулевой последовательности (ТНП).

Эта составляющая определяется по формуле

$$I_{нб.нес.} = \frac{k \cdot E_{нб.нес(ном.)}}{z_{\text{Э.нам.втор.}} + z_{p.}}, \quad (6.7)$$

где $E_{нб.нес(ном.)}$ – эдс небаланса, наводимая во вторичной обмотке ТНП в номинальном режиме и обусловленная несимметричным расположением фаз первичных токопроводов относительно магнитопровода ТНП (относительно вторичной обмотки); эта эдс определяется по табл. 2;

$z_{\text{Э.нам.втор.}}$ – эквивалентное сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной цепи (табл. 2);

$z_{p.}$ – сопротивление реле (табл. 2);

k – коэффициент кратности тока срабатывания блокирующего реле, определяемый по формуле

$$k = \frac{I_{\text{бл.перв.}}}{I_{\text{ТНПном.}}}, \quad (6.8)$$

где $I_{\text{бл.перв.}}$ – ток срабатывания блокирующего реле, определяемый по формуле:

$$I_{\text{бл.перв.}} = \frac{k_H \cdot I_{\text{ном.з.}}}{k_B} = 1,5 \cdot I_{\text{ном.з.}}. \quad (6.9)$$

Таблица 2

**Основные параметры трансформаторов тока и реле,
используемые в расчетах защиты генераторов от замыкания на землю**

Тип тр-ра тока	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ кА	$z_{э.нам.втор.},$ Ом	$E_{нб.подм.},$ мВ	$E_{нб.нес(ном.)},$ мВ	$w_{в},$ ВИТКОВ	Тип реле	$I_{с.р.в.},$ А	$z_{р.},$ Ом
ТНПШ-1	6,3 10,5 15,75	1,75	10	100	60	39	РТЗ-50	0,01 0,015 0,03	120 53,33 13
ТНПШ-2	6,3 10,5 15,75	3,0	10	100	85	39			
ТНПШ-3	6,3 10,5 15,75	4,5	10	100	100	39			
ТНПШ-3У	6,3 10,5	7,2	10	100	150	39			
ТНП-2			10	150	17	20			
ТНП-4			10	150	17	20			
ТНП-7			10	150	14	27			
ТНП-12			10	150	14	27			
ТНП-16			10	150	14	27			

Если блокировка защиты осуществляется от блокирующего реле, подключенного к специальной обмотке трансформатора тока нулевой последовательности, то коэффициент k определяется по формуле

$$k = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{бл.перв.}}}{I_{\text{ТНПном.}}} \quad (6.10)$$

Если защита выполняется без блокирующих реле, коэффициент k в формуле (6.7) все же присутствует и определяется по формуле

$$k = \frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{\text{ТНПном.}}} \quad (6.11)$$

где $I_{\text{КЗ}}$ – ток короткого замыкания в момент времени, соответствующий выдержке времени защиты.

Вторая составляющая тока небаланса в формуле (6.6) – $I_{\text{нб.подм.}}$ – обусловлена неидентичностью двух сердечников трансформатора тока нулевой последовательности, используемого для защиты. Эта составляющая определяется по формуле

$$I_{\text{нб.подм.}} = \frac{E_{\text{нб.подм.}}}{z_p} \quad (6.12)$$

где $E_{\text{нб.подм.}}$ – эдс небаланса, наводимая во вторичной обмотке ТНП и обусловленная неидентичностью магнитопроводов трансформатора тока (определяется по табл. 2).

Суммарный вторичный ток небаланса определяется для двух режимов: при наличии подмагничивания

$$I_{\text{нб.втор.}} = \frac{k \cdot E_{\text{нб.нес(ном.)}}}{z_{\text{э.нам.втор.}} + z_p} + \frac{E_{\text{нб.подм.}}}{z_p} \quad (6.13)$$

без подмагничивания

$$I_{\text{нб.втор.}} = \frac{k \cdot E_{\text{нб.нес(ном.)}}}{z_p} \quad (6.14)$$

За расчетное значение $I_{\text{нб.втор.}}$ принимается большее из полученных значений, которое приводится к первичной стороне по формуле

$$I_{\text{нб.бл.перв.}} = I_{\text{нб.втор.}} \cdot 2 \cdot w_v \quad (6.15)$$

Полученное значение первичного тока небаланса подставляется в формулу (6.1) или (6.5).

Если полученное значение тока срабатывания получится больше 5 А, то принимается меньший диапазон токов срабатывания у реле РТЗ-50 и расчет повторяется, но переход к первичному току будет осуществляться по формуле

$$I_{нб.бл.перв.} = \frac{I_{нб.втор.} \cdot W_{\phi}}{1 + \frac{Z_p}{Z_{\text{э.нам.втор.}}}} \quad (6.16)$$

Выдержка времени первой ступени защиты

$$t_1 = 0,5 - 1 \text{ с}, \quad (6.17)$$

Ток срабатывания второй ступени

$$I_{с.з.2} = k'_H \cdot I_C + k''_H \cdot I_{нб.КЗ.внеш.} \quad (6.18)$$

где $I_{нб.КЗ.внеш.}$ – ток небаланса при внешнем коротком замыкании в сети в наиболее тяжелом расчетном режиме.

На основе опыта эксплуатации ток срабатывания второй ступени принимается 100 А.

6.2. Защита двигателей от замыкания на землю

Защита двигателей мощностью до 2000 кВт при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10А и более, а при наличии компенсации – если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Для двигателей мощностью более 2000 кВт такая защита должна предусматриваться при токах замыкания 5А и более.

Ток срабатывания защит двигателей мощностью до 2000 кВт не должен превышать 10А, для двигателей мощностью более 2000 кВт – 5А.

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_H \cdot k_{\phi p.} \cdot I_C, \quad (6.19)$$

где k_H – коэффициент надежности (1,2-1,3); $k_{\phi p.}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока (для защит с выдержкой времени 1-2 с $k_{\phi p.} = 1,5 - 2$; для защит без выдержки времени $k_{\phi p.} = 4 - 5$); I_C – установившийся собственный емкостный ток двигателей (для двигателей мощностью до 10000 кВт $I_C = 0,3 - 0,4$ А).

Коэффициент чувствительности

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{защ.}}}{I_{с.з.}}, \quad (6.20)$$

где $I_{защ.}$ – ток, проходящий через трансформатор тока нулевой последовательности

$$I_{защ.} = I_{защ.каб.} + I_{защ.возд.} \quad (6.21)$$

В формуле (6.21) $I_{защ.каб.}$ – ток замыкания на землю кабельной линии:

$$I_{защ.каб.} = \frac{U \cdot l}{10}; \quad (6.22)$$

а $I_{защ.возд.}$ – ток замыкания на землю воздушной линии

$$I_{защ.возд.} = \frac{U \cdot l}{350}. \quad (6.23)$$

В формулах (6.22) и (6.23) U – линейное напряжение, кВ; l – длина, соответственно, воздушной или кабельной линии (или электрически связанной сети), км. Получаемый результат – ток замыкания на землю – в амперах.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2.

Вследствие сложности вычисления вторичного тока ТНП по первичному току, реле регулируется на заданный ток срабатывания подачей тока в первичную цепь.

6.3. Защита линий с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6 – 10 кВ

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_n \cdot k_{\sigma} \cdot 3U_{фазн.} \cdot \omega \cdot C_L, \quad (6.24)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,1-1,2); k_{σ} – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока (для защит с выдержкой времени $k_{\sigma} = 2-3$, без выдержки времени $k_{\sigma} = 4-5$); $U_{фазн.}$ – фазное напряжение сети; ω – угловая частота; C_L – емкость фазы защищаемой линии.

Определить величину C_L достаточно сложно, поэтому ток срабатывания защиты определяют по заданному коэффициенту чувствительности, который для кабельных линий принимается 1,25, а для воздушных линий – 1,5:

$$I_{с.з.} = \frac{I_{ТНПповр.л.}}{k_{\chi}}, \quad (6.25)$$

где $I_{ТНПповр.л.}$ – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, установленный на поврежденной линии.

В сети с изолированной нейтралью

$$I_{ТНПповр.л.} = I_{3НЗ} - I_{повр.л.}, \quad (6.26)$$

где $I_{3НЗ}$ – суммарный емкостный ток сети, определяемый по формулам (6.21), (6.22) и (6.23); $I_{повр.л.}$ – ток замыкания на землю линии, на которой установлена защита, определяемый по формулам (6.22) или (6.23).

В сети с компенсированной нейтралью

$$I_{ТНПповр.л.} = 3I_L - (3I_{3НЗ} - 3I_{повр.л.}), \quad (6.27)$$

где I_L – индуктивный ток дугогасящей катушки; $I_{3НЗ}$ – полный емкостный ток сети; $I_{повр.л.}$ – емкостный ток поврежденной линии.

6.4. Защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения блоков генератор-трансформатор

Защита выполняется на реле напряжения, подключаемом к вторичной обмотке трансформатора напряжения, соединенной по схеме «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания реле

$$U_{с.р.} = \frac{k_n \cdot 3U_{03}}{k_e \cdot n_{ТV0}} + U_{нб.}, \quad (6.28)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,5); k_e – коэффициент возврата реле (0,8); U_{03} – напряжение третьей гармоники (принимается в пределах $(0,05 - 0,1) \cdot U_{г.фазн.ном.}$); $U_{нб.}$ – напряжение небаланса (1-3 В); $n_{ТV0}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения, определяемый по формуле

$$n_{ТV0} = \frac{U_{г.фазн.ном.}}{100/3}. \quad (6.29)$$

При подстановке указанных значений параметров защиты в формулу (6.28) напряжение срабатывания реле примет значение:

$$U_{с.р.} = 10 - 12,4 \text{ В}. \quad (6.30)$$

Минимальная уставка срабатывания реле РН-53/60Д составляет 15В; эта величина и принимается за расчетную.

Максимальное напряжение на зажимах реле при металлическом замыкании на выводах одной фазы обмотки статора генератора

$$U_{p.макс.} = \frac{3U_{2.0}}{n_{TV0}} = \frac{3U_{2.фазн.ном.}}{U_{2.фазн.ном.}/(100/3)} = 100 \text{ В.} \quad (6.31)$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{p.макс.}}{U_{с.р.}}. \quad (6.32)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

6.5. Защита от замыканий на землю в сетях напряжением 35 кВ

В сетях напряжением 35 кВ для сигнализации появления однофазных замыканий на землю применяются устройства контроля изоляции, выполненные либо с помощью трех реле минимального напряжения, включенных на фазные напряжения, либо с помощью одного реле максимального напряжения, включенного на напряжение нулевой последовательности.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения

$$U_{с.р.} = \frac{U_{мин.раб.фазн.}}{k_n}, \quad (6.33)$$

где $U_{мин.раб.фазн.}$ – минимальное рабочее фазное напряжение электрической сети; k_n – коэффициент надежности, равный 1,1-1,2.

Напряжение срабатывания реле максимального напряжения

$$U_{с.р.} = k_n \cdot U_{нб.}, \quad (6.34)$$

где $U_{нб.}$ – напряжение небаланса на выходе фильтра напряжения нулевой последовательности, обычно не превышающее 2-3% номинального напряжения. Для трансформаторов, предназначенных для сети с изолированной нейтралью, $U_{ном.} = 100/3 \text{ В.}$

k_n – коэффициент надежности, равный 1,5.

Обычно при применении максимального напряжения РН-53/60Д и РНН-57 их напряжение срабатывания берется равным нижнему пределу диапазона уставок.

7. ЗАЩИТА ОТ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ С ГЛУХОЗАЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

Для защиты от однофазных замыканий на землю одиночных линий должны использоваться защиты от многофазных замыканий, а также предусматриваться токовые защиты нулевой последовательности, если установка последних позволяет повысить чувствительность или уменьшить выдержки времени защит.

В замкнутых сетях, а также в радиальных сетях с несколькими источниками питания защита от замыканий на землю выполняется в виде направленных и ненаправленных токовых отсечек нулевой последовательности со ступенчатыми характеристиками выдержек времени.

Для линий, которые по условию чувствительности и селективности оборудованы высокочастотными или продольными дифференциальными защитами, в качестве защит от замыканий на землю применяются ступенчатые токовые отсечки нулевой последовательности и максимально-токовые защиты.

7.1. Максимально-токовая защита нулевой последовательности

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.расч.}, \quad (7.1)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,25); $I_{нб.расч.}$ – расчетный ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при внешних коротких замыканиях, равный

$$I_{нб.расч.} = k_a \cdot I_{нб.уст.}, \quad (7.2)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в переходном режиме (для защит с выдержками времени до 0,1 с $k_a=2,0$; с выдержкой времени до 0,3 с $k_a=1,5$); $I_{нб.уст.}$ – установившийся ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при внешних коротких замыканиях, равный

$$I_{нб.уст.} = k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч.}^{(3)}, \quad (7.3)$$

где $k_{одн.}$ – коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока (0,5, если трансформаторы одинаковые и 1,0 – если разные); ε – относительная максимально возможная полная погрешность трансформаторов тока при внешних коротких замыканиях (для электромеханических реле – 0,1, или 10%); $I_{расч.}^{(3)}$ – расчетный ток внешнего трехфазного короткого замыкания.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}}, \quad (7.4)$$

Выдержка времени защиты

$$t_{защ.} = t_{прис.} + \Delta t, \quad (7.5)$$

где $t_{защ.} = t_{прис.} + \Delta t$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование.

Чувствительность защиты

$$k_{ч} = \frac{3I_{0_{мин.}}}{I_{с.з.}}, \quad (7.6)$$

где $3I_{0_{мин.}}$ – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном или двухфазном коротком замыкании на землю в конце второго участка.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

7.2. Токовая защита нулевой последовательности трансформаторов (автотрансформаторов) блоков от внешних замыканий на землю

Токовая защита от замыканий на землю устанавливается на повышающих трансформаторах мощностью 1000 кВА и более, а также на понижающих трансформаторах при наличии у них заземленных нейтралей, если это необходимо по условиям резервирования защиты от замыканий на землю смежных элементов со стороны обмотки, присоединяемой к сети с большим током замыкания на землю.

Ток срабатывания защиты определяется по двум условиям:

$$I_{с.з.} = k_{н} \cdot I_{нб.макс.}, \quad (7.7)$$

$$I_{с.з.} = k_{н} \cdot 3I_{0_{расч.}}, \quad (7.8)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности (1,1-1,2); $I_{нб.макс.}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле (7.2); $3I_{0_{расч.}}$ – ток нулевой последовательности в месте установки защиты (при $t = 0$) в условиях, когда защита, с которой ведется согласование, находится на грани срабатывания. При этом режим работы сети и вид замыкания на землю должен соответствовать максимальному значению тока в защите. Большее значение $I_{с.з.}$ принимается в качестве тока срабатывания реле.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}}. \quad (7.9)$$

Выдержка времени

$$t_{защ.} = t_{прис.} + \Delta t, \quad (7.10)$$

где $t_{прис.}$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование.

Чувствительность защиты

$$k_{\chi} = \frac{3I_{0КЗмин.}}{I_{с.з.}}, \quad (7.11)$$

где $3I_{0КЗмин.}$ – ток нулевой последовательности в месте установки защиты (при $t = 0$) для режима работы сети и вида замыкания на землю, обуславливающих наименьший ток в указанной точке.

Для основных защит коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5, а для резервных – не менее 1,2.

7.3. Токовые отсечки нулевой последовательности автотрансформаторов блоков

Токовые отсечки нулевой последовательности устанавливаются на автотрансформаторах блоков при наличии питания с трех сторон.

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.ТО} = k_n \cdot I_{расч.}, \quad (7.12)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,1); $I_{расч.}$ – расчетный ток (утроенный ток нулевой последовательности) защиты первой ступени от замыканий на землю линии (при $t = 0$) в условиях, когда защита, с которой ведется согласование, находится на грани срабатывания в минимальном режиме работы сети.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.ТО}}{n_{ТА}}. \quad (7.13)$$

Выдержка времени отсечки

$$t_{защ.} = t_{прис.} + \Delta t, \quad (7.14)$$

где $t_{прис.}$ – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование.

Чувствительность защиты

$$k_{\chi} = \frac{3I_{0КЗмин.}}{I_{с.ТО}}, \quad (7.15)$$

где $3I_{0КЗмин.}$ – минимальный ток нулевой последовательности при замыкании на землю со стороны установки защиты.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

7.4. Токовые отсечки нулевой последовательности линии

Ток срабатывания отсечки

$$I_{с.ТО} = k_H \cdot I_{расч.}, \quad (7.16)$$

где k_H – коэффициент надежности (1,2-1,3 для отсечек без выдержек времени и 1,1 – для отсечек с выдержкой времени); $I_{расч.}$ – расчетный ток (утроенный ток нулевой последовательности), от которого защита должна быть отстроена.

Для отсечек без выдержек времени

$$I_{расч.} = 3I_{0.макс.}, \quad (7.17)$$

где $I_{0.макс.}$ – максимальный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при коротком замыкании на землю на шинах противоположной подстанции.

Для отсечек с выдержкой времени

$$I_{расч.} = I_{с.ТО-2}, \quad (7.18)$$

где $I_{с.ТО-2}$ – ток срабатывания первой ступени защиты нулевой последовательности следующей линии.

Время срабатывания отсечки с выдержкой времени

$$t_{с.ТО-1}^{II} = t_{с.ТО-2}^I + \Delta t, \quad (7.19)$$

где $t_{с.ТО-2}^I$ – выдержка времени первой ступени защиты нулевой последовательности следующей линии; Δt – ступень селективности, определяемая по формуле (2.8).

Зоны действия отсечек определяются графически, по точке пересечения кривой изменения тока замыкания на землю и прямой тока срабатывания защиты.

Отсечка считается эффективной, если защищает не менее 15-20% длины линии.

7.5. Токовые направленные защиты нулевой последовательности

Токовые направленные защиты нулевой последовательности устанавливаются на линиях с двусторонним питанием при заземленных нейтралях трансформаторов, расположенных с обеих сторон рассматриваемого участка сети.

Уставки срабатывания защиты выбираются аналогично ненаправленной защите нулевой последовательности по формулам (7.1) – (7.8), но дополнительно проверяется чувствительность реле направления мощности по формуле

$$k_{\text{ч}} = \frac{(3I_{0\text{мин.}}^{(1)})^2 \cdot x_{0\text{сист.}}}{n_{TA} \cdot n_{TV} \cdot S_{\text{с.р.}}}, \quad (7.20)$$

где $3I_{0\text{мин.}}^{(1)}$ – утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты в минимальном режиме работы сети;

$x_{0\text{сист.}}$ – наименьшее сопротивление нулевой последовательности системы до места установки защиты;

n_{TA}, n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2,0 при замыкании на землю в конце защищаемой линии и не менее 1,5 – при замыкании на землю в конце зоны резервирования.

Выдержки времени многоступенчатых защит выбираются по встречно-ступенчатому принципу.

8. ПРОДОЛЬНЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ

8.1. Продольные дифференциальные защиты генераторов

На генераторах мощностью от 1 до 50 МВт устанавливается продольная дифференциальная защита статора, выполненная на токовых реле, на генераторах мощностью 50-60 МВт – на базе дифференциальных реле. Причем если на генераторе имеется защита от замыканий на землю, продольная дифференциальная защита выполняется в двухфазном исполнении.

На генераторах блоков продольная дифференциальная защита устанавливается при наличии выключателя между генератором и трансформатором, а также на турбогенераторах мощностью 100 МВт и выше в случае, если ток срабатывания общей продольной дифференциальной защиты блока превышает $1,5I_{ном.}$. На гидрогенераторах цель установки защиты – возможность выполнения ее с током срабатывания, меньшим номинального. Все эти защиты – в трехфазном исполнении.

Устройство контроля исправности вторичных цепей трансформаторов тока должно предусматриваться на генераторах мощностью 100 МВт и более.

Ток срабатывания продольной дифференциальной защиты генераторов должен быть меньше номинального для турбогенераторов мощностью 100 МВт и более и гидрогенераторов мощностью более 5 МВт.

8.2. Продольная дифференциальная защита генераторов, выполненная с токовыми реле

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.макс.}, \quad (8.1)$$

где k_n – коэффициент надежности (1-3); $I_{нб.макс.}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле

$$I_{нб.макс.} = k_a \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч.}^{(3)}, \quad (8.2)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в переходном режиме (2); $k_{одн.}$ – коэффициент, характеризующий однотипность трансформаторов тока (0,5); ε – полная погрешность трансформаторов тока (0,1); $I_{расч.}^{(3)}$ – ток внешнего трехфазного короткого замыкания на выводах генератора (при $t = 0$).

Ток срабатывание реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}}. \quad (8.3)$$

Чувствительность защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (8.4)$$

где $I_{\text{к.мин.}}$ – ток двухфазного короткого замыкания на выводах генератора.
Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

8.3. Продольная дифференциальная защита генераторов, выполненная с дифференциальными реле

В реле встроен промежуточный быстронасыщающийся трансформатор (БНТ), магнитопровод которого выполнен из электротехнической стали с «прямоугольной» петлей гистерезиса. В результате апериодическая слагающая тока на вторичную обмотку БНТ практически не трансформируется.

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс.}}, \quad (8.5)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (1,3); $I_{\text{нб.макс.}}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле

$$I_{\text{нб.макс.}} = k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч.}}^{(3)}, \quad (8.6)$$

где $k_{\text{одн.}}$ – коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока (0,5); ε – полная погрешность трансформаторов тока (0,1); $I_{\text{расч.}}^{(3)}$ – ток от генератора при трехфазном коротком замыкании вне зоны действия защиты.

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}}. \quad (8.7)$$

Число витков дифференциальной обмотки реле

$$w_{\text{д.расч.}} = \frac{F_{\text{с.р.}}}{I_{\text{с.р.}}}, \quad (8.8)$$

где $F_{\text{с.р.}}$ – намагничивающая сила срабатывания реле (100 ампер-витков).

Полученное значение $w_{\text{д.расч.}}$ округляется до ближайшего меньшего целого числа витков, которое можно установить на реле – $w_{\text{д.уст.}}$.

Чувствительность защиты можно проверить по двум условиям

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (8.9)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}} \cdot w_{\text{д.уст.}}}{n_{\text{ТА}} F_{\text{с.з.}}}, \quad (8.9a)$$

где $I_{\text{к.мин.}}$ – ток двухфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Проверка по условию (8.9a) – более строгая. Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

8.4. Продольная дифференциальная защита, выполненная с помощью дифференциальных реле с магнитным торможением

Эта защита сочетает два принципа отстройки от тока небаланса: торможение, при котором ток срабатывания защиты автоматически увеличивается с ростом тока внешнего КЗ, и использование БНТ. В результате защита надежно отстраивается от тока небаланса как в установившемся, так и в переходном режиме и обладает высокой чувствительностью при КЗ в генераторе. Тормозная обмотка подключается к трансформаторам тока, установленным со стороны линейных выводов генератора, а рабочая – в дифференциальную цепь. Схема включения обмоток реле и тормозная характеристика показаны на рис. 5.

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс.}}, \quad (8.10)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (1,3-1,5); $I_{\text{нб.макс.}}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле (8.6).

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}}. \quad (8.11)$$

Расчетная намагничивающая сила рабочей обмотки

$$F_{\text{раб.расч.}} = I_{\text{с.р.}} \cdot w_{\text{раб.}}, \quad (8.12)$$

где $w_{\text{раб.}}$ – число витков рабочей обмотки реле. Для реле ДЗТ 11/5 $w_{\text{раб.}} = 144$ витка.

Тормозная намагничивающая сила

$$F_{\text{торм.}} = k_1 \cdot \sqrt{\left(\frac{F_{\text{раб.расч.}}}{100}\right)^2 - 1}, \quad (8.13)$$

где k_1 – коэффициент, принимаемый для реле ДЗТ 11/5 равным 135,8.

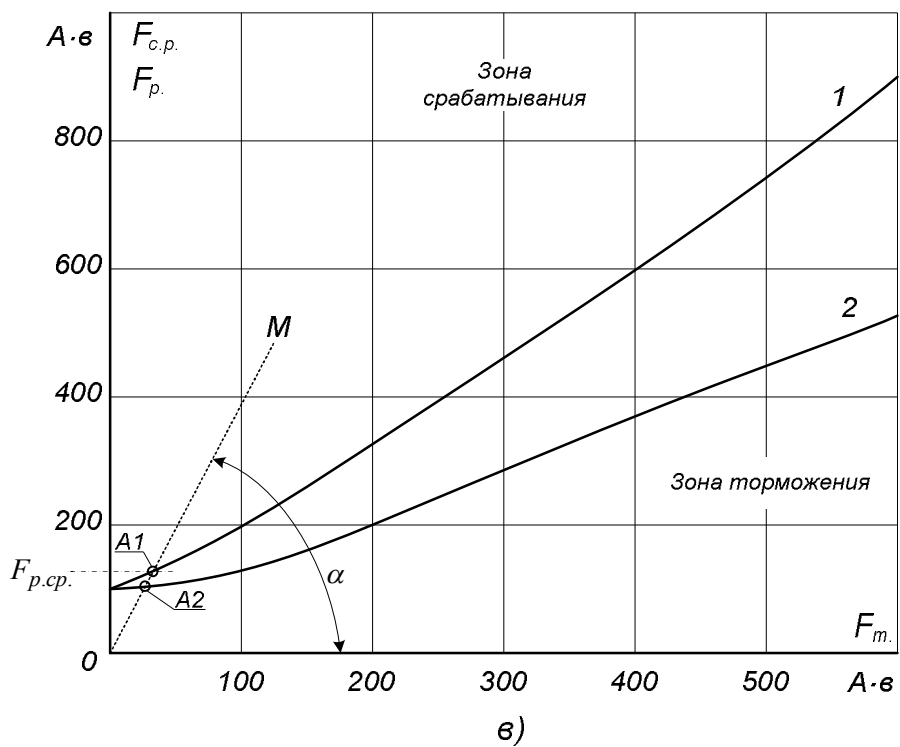
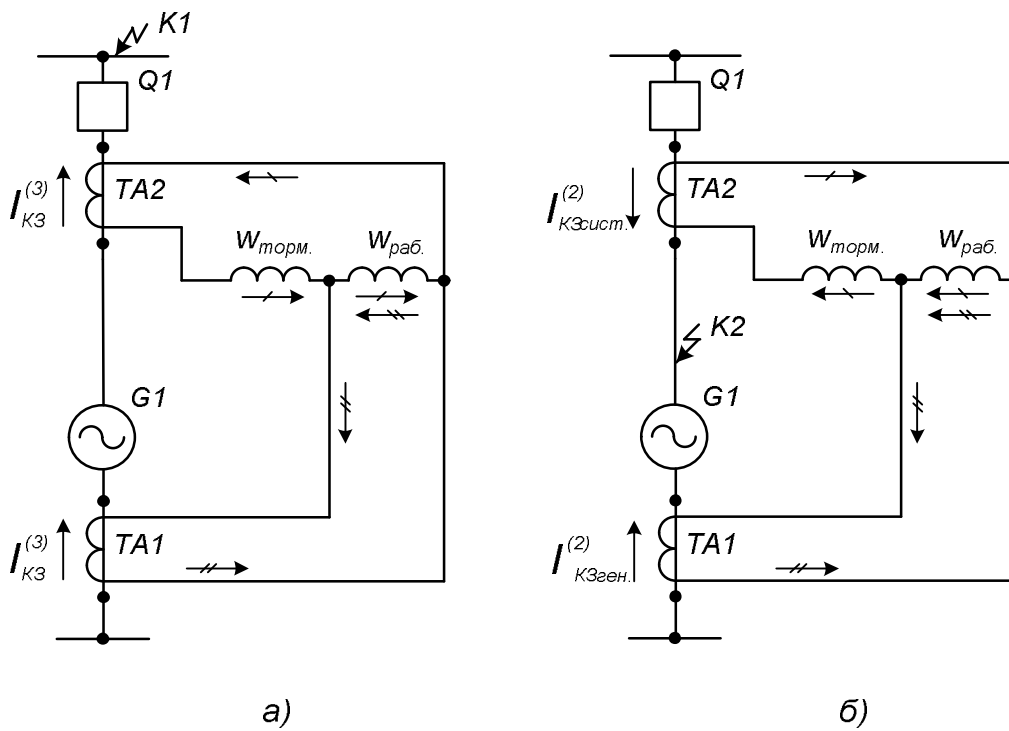


Рис. 5. Дифференциальная защита генератора с торможением
 а – внешнее КЗ; б – КЗ в зоне действия защиты;
 в – тормозная характеристика реле ДЗТ-11/5.

Тормозной ток

$$I_{\text{торм.}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{n_{\text{ТА}}}, \quad (8.14)$$

где $I_{K3}^{(3)}$ – максимальный ток, протекающий через тормозную обмотку при внешнем коротком замыкании.

Число витков тормозной обмотки

$$W_{\text{торм.расч.}} = \frac{F_{\text{торм.}}}{I_{\text{торм.}}} \quad (8.15)$$

Полученное значение $W_{\text{торм.расч.}}$ округляется до ближайшего большего целого числа витков, которое можно установить на реле – $W_{\text{торм.уст.}}$.

Чувствительность защиты при наличии торможения, т.е. при работе генератора параллельно с энергосистемой

$$k_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{р.}\Sigma}}{F_{\text{р.ср.}}} \quad (8.16)$$

В формуле (8.16) величина в числителе $F_{\text{р.}\Sigma}$ – рабочая намагничивающая сила реле, определяемая по минимальному току двухфазного к.з. в зоне действия защиты, равному сумме токов, поступающих от системы – $I_{K3\text{сист.}}^{(2)}$ и от генератора – $I_{K3\text{ген.}}^{(2)}$ (рис. 5, б):

$$F_{\text{р.}\Sigma} = \frac{\left(I_{K3\text{сист.}}^{(2)} + I_{K3\text{ген.}}^{(2)} \right) \cdot W_{\text{раб.}}}{n_{\text{ТА}}},$$

(8.17)

а величина в знаменателе $F_{\text{р.ср.}}$ – рабочая намагничивающая сила срабатывания реле, определяемая по тормозным характеристикам реле ДЗТ-11/5 (рис. 5, в) следующим образом. Из начала координат проводится прямая OM под углом к оси абсцисс:

$$\alpha = \arctg \frac{F_{\text{р.}\Sigma}}{F_{\text{торм.КЗ}}}, \quad (8.18)$$

где $F_{\text{торм.КЗ}} = \left(I_{K3\text{сист.}}^{(2)} \cdot W_{\text{торм.уст.}} / n_{\text{ТА}} \right)$. Точка $A1$ пересечения прямой OM с характеристикой срабатывания I реле, соответствующей максимальному торможению, будет являться точкой, где защита находится на грани срабатывания при КЗ через переходное сопротивление. Этой точке и соответствует рабочая намагничивающая сила срабатывания реле $F_{\text{р.ср.}}$.

Чувствительность защиты при отсутствии торможения (генератор работает автономно):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗген.}}^{(2)} \cdot W_{\text{раб.}}}{100 \cdot n_{\text{ТА}}}, \quad (8.19)$$

где $I_{\text{КЗген.}}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания на выводах генератора при отсутствии подпитки точки КЗ от системы.

Коэффициент чувствительности в обоих случаях должен быть не менее 2.

8.5. Продольная дифференциальная защита электродвигателей

Продольная дифференциальная защита устанавливается на электродвигателях мощностью 5000 кВт и более, а также на электродвигателях меньшей мощности в случае, если токовые отсечки не удовлетворяют требованиям чувствительности.

Защита обычно выполняется в двухфазном исполнении.

На двигателях мощностью 5000 кВт и более, не имеющих мгновенных защит от замыканий на землю, продольная дифференциальная защита выполняется в трехфазном исполнении.

Ток срабатывания защиты

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс.}}, \quad (8.20)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности (1,5 - 2,0); $I_{\text{нб.макс.}}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле

$$I_{\text{нб.макс.}} = k_{\text{а}} \cdot k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{пуск.}}, \quad (8.21)$$

где $k_{\text{а}}$, $k_{\text{одн.}}$, ε берутся аналогично (8.2);

$I_{\text{пуск.}}$ – максимальный пусковой ток двигателя, определяемый по формуле

$$I_{\text{пуск.}} = k_{\text{пуск.}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (8.22)$$

где $k_{\text{пуск.}}$ – кратность пускового тока (приводится в справочниках);

$I_{\text{ном.}}$ – номинальный ток двигателя.

Ток срабатывания реле

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{n_{\text{ТА}}}. \quad (8.23)$$

Чувствительность защиты

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (8.24)$$

где $I_{\text{к.мин.}}$ – ток двухфазного КЗ на выводах двигателя.

При выполнении защиты с использованием дифференциальных реле ток срабатывание защиты определяется по формуле

$$I_{с.з.} = (0,6 - 0,7) \cdot I_{ном.} \quad (8.25)$$

Число витков дифференциальной обмотки реле

$$W_{д.расч.} = \frac{F_{с.р.}}{(I_{с.з.}/n_{ТА})}, \quad (8.26)$$

где $F_{с.р.}$ – намагничивающая сила срабатывания реле (100 ампер-витков).

8.6. Продольная дифференциальная защита трансформаторов

8.6.1. Принципы выполнения защиты

Продольная дифференциальная защита устанавливается на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах 4000 кВА при их параллельной работе с целью селективного отключения поврежденного трансформатора. Защита может быть установлена на трансформаторах мощностью 1000 кВА и более, если отсутствует газовая защита, токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимально-токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.макс.}, \quad (8.27)$$

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{ном.}, \quad (8.28)$$

где k_n – коэффициент надежности (1,3); $I_{ном.}$ – номинальный ток трансформатора; $I_{нб.макс.}$ – максимальный ток небаланса, определяемый по формуле:

$$I_{нб.макс.} = I_{нб.}^I + I_{нб.}^{II} + I_{нб.}^{III} + I_{нб.}^{IV}, \quad (8.29)$$

где $I_{нб.}^I$ – первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока;

$I_{нб.}^{II}$ – вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН);

$I_{нб.}^{III}$ – третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты;

$I_{нб.}^{IV}$ – четвертая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстронасыщающегося трансформатора установленным.

Первая составляющая тока небаланса определяется аналогично (8.2):

$$I_{нб.}^I = k_a \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч.}^{(3)}, \quad (8.30)$$

но в качестве $I_{расч.}^{(3)}$ берется периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ (при $t=0$) на стороне, противоположной источнику питания – рис. 6, а. Если питание – двустороннее, то в качестве $I_{расч.}^{(3)}$ берется бóльший из двух токов – $I_{КЗ-1}^{(3)}$ или $I_{КЗ-2}^{(3)}$, приведенных к одной ступени напряжения – рис. 6, б. Для случая, показанного на рис. 6, в, $I_{расч.}^{(3)} = I_{КЗ-G1,2}^{(3)}$.

Коэффициент $k_{одн.}$, характеризующий однотипность трансформаторов тока, принимается равным 1.

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{нб.}^{II} = \left(\frac{\Delta N_\alpha \%}{100} \cdot k_{ток.\alpha} + \frac{\Delta N_\beta \%}{100} \cdot k_{ток.\beta} \right) \cdot I_{расч.}^{(3)}, \quad (8.31)$$

где $\Delta N_\alpha \%$, $\Delta N_\beta \%$ – пределы регулирования напряжения на сторонах трансформатора. У трансформатора без РПН можно принимать $\Delta N \% = \pm 5 \%$. При наличии РПН $\Delta N \%$ берется в пределах (10÷18)% и уточняется по справочникам;

$k_{ток.\alpha}$, $k_{ток.\beta}$ – коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где производится регулирование напряжения, к току на стороне, где рассматривается КЗ. Для рис. 6, в: $k_{ток.\alpha} = I_{КЗ-G1}^{(3)} / I_{КЗ-G1,2}^{(3)}$, $k_{ток.\beta} = I_{КЗ-G2}^{(3)} / I_{КЗ-G1,2}^{(3)}$.

Третья составляющая тока небаланса $I_{нб.}^{III}$ учитывается только при выполнении дифференциальной защиты трансформатора с применением обычных токовых реле, т.е. как дифференциальной токовой отсечки двухобмоточного трансформатора. Если используется реле с БНТ (РНТ-565, ДЗТ-13, ДЗТ-21) – эта составляющая тока небаланса во внимание не принимается, т.к. подбор числа витков $W_{уст.1}$ и $W_{уст.2}$ позволяет почти уравнивать магнитные потоки, создаваемые вторичными токами I' и I'' – рис. 6, а и б, б.

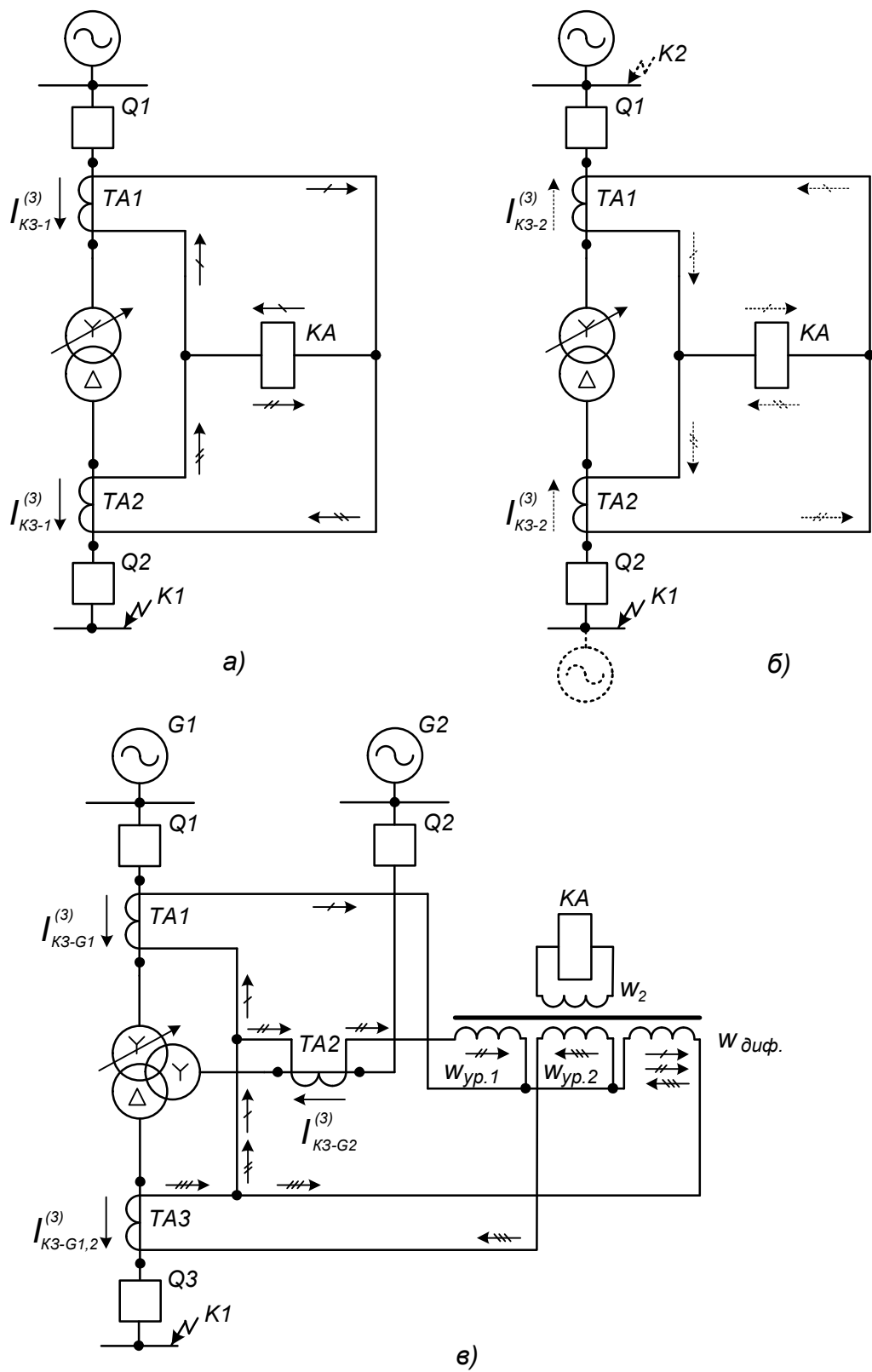


Рис. 6. Принцип выполнения дифференциальной защиты трансформатора *а*, *б* – двухобмоточного, *в* – трехобмоточного, с использованием реле с БНТ.

$$I_{нб.}^{III} = \frac{|I_{втор.ВН} - I_{втор.НН}|}{I_{втор.ВН}} \cdot I_{расч.}^{(3)}, \quad (8.32)$$

где $I_{втор.ВН}$ и $I_{втор.НН}$ – вторичные токи в плечах дифференциальной защиты (на рис. 6, а, и 6, б – токи I' и I'').

Четвертая составляющая тока небаланса

$$I_{нб.}^{IV} = \frac{|W_{расч.1} - W_{уст.1}|}{W_{расч.1}} \cdot I_{расч.1}^{(3)} + \frac{|W_{расч.2} - W_{уст.2}|}{W_{расч.2}} \cdot I_{расч.2}^{(3)}, \quad (8.33)$$

где $W_{расч.1}$ и $W_{расч.2}$ – расчетные числа витков обмоток БНТ для неосновных сторон;

$W_{уст.1}$ и $W_{уст.2}$ – числа витков, принятые к установке согласно схеме реле;

$I_{расч.1}^{(3)}$ и $I_{расч.2}^{(3)}$ – периодические слагающие токов внешнего трехфазного короткого замыкания (при $t = 0$), проходящих по сторонам, где используются соответствующие числа витков $W_{уст.1}$ и $W_{уст.2}$ обмоток БНТ.

Четвертую составляющую тока небаланса в первом цикле расчетов дифференциальной защиты не учитывают; она принимается во внимание после первого расчета $W_{расч.1}$ и $W_{расч.2}$ и выбора $W_{уст.1}$ и $W_{уст.2}$.

Для двухобмоточных трансформаторов в формулах (8.31) и (8.33) исключаются вторые правые части.

В случае, если ток асинхронного режима (ток качаний) окажется больше расчетного тока короткого замыкания, в выражения (8.22) – (8.25) следует подставлять ток асинхронного режима.

Для защит блоков генератор-трансформатор ток срабатывания дополнительно определяется по третьему условию:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I'_{КЗмакс.}, \quad (8.34)$$

где $I'_{КЗмакс.}$ – периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания (при $t = 0$) за трансформатором или реактором отвлечения к собственным нуждам в максимальном режиме работы станции и системы при отсутствии на этом отвлении трансформаторов тока дифференциальной защиты.

За расчетный ток срабатывания принимается больший из полученных по (8.27), (8.28) и (8.34) значений.

Первичные токи (расчетные) на сторонах защищаемого трансформатора:

$$I_{перв.расч.i} = \frac{S_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.i}}, \quad (8.35)$$

где $U_{ном.i}$ – номинальные напряжения соответствующих сторон трансформатора.

Коэффициента трансформации трансформаторов тока при соединении вторичных обмоток в «звезду»:

$$n_{TAi} = \frac{I_{перв.i}}{I_{втор.i}}. \quad (8.36)$$

Для трансформаторов тока, соединенных в «треугольник» коэффициент трансформации определяется по формуле:

$$n_{TAi} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{перв.i}}{I_{втор.i}}. \quad (8.37)$$

Здесь $I_{перв.i}$ – ближайшее к расчетному значение первичного номинального тока трансформаторов тока, которое подбирается из справочников так, чтобы вторичные токи в плечах защиты – I' , I'' и I''' (рис. 6, в) – не превышали 5А.

Вторичные токи, протекающие в реле

$$I_{втор.i} = \frac{k_{сх.} \cdot I_{перв.i}}{n_{TAi}}. \quad (8.38)$$

где $k_{сх.}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и катушек реле. Для схемы «треугольник–звезда» $k_{сх.} = \sqrt{3}$, для схемы «звезда – звезда» $k_{сх.} = 1$.

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.} \cdot I_{с.з.}}{n_{ТА}}. \quad (8.39)$$

Предварительная проверка на чувствительность

$$k_{ч} = \frac{I_{р.полн.}}{I_{с.р.}}, \quad (8.40)$$

где $I_{р.полн.}$ – ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон; определяется из табл. 3.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2. Если коэффициент чувствительности получился меньше 2, следует применять защиту с более совершенным реле.

Формулы для определения тока в катушке реле

Вид КЗ	Вторичный ток в плече защиты $I_{р.полн.}$		
	высшего напряжения	среднего напряжения	низшего напряжения
Трехфазное на стороне звезды высшего напряжения	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗв.н.}}{n_{ТАв.н.}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗс.н.}}{n_{ТАс.н.}}$	$\frac{I_{КЗн.н.}}{n_{ТАн.н.}}$
Трехфазное на стороне треугольника низшего напряжения	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗв.н.}}{n_{ТАв.н.}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗс.н.}}{n_{ТАс.н.}}$	$\frac{I_{КЗн.н.}}{n_{ТАн.н.}}$
Двухфазное на стороне звезды высшего напряжения	$\frac{2 \cdot I_{КЗв.н.}}{n_{ТАв.н.}}$	$\frac{2I_{КЗс.н.}}{n_{ТАс.н.}}$	$\frac{2 \cdot I_{КЗн.н.}}{\sqrt{3} \cdot n_{ТАн.н.}}$
Двухфазное на стороне звезды среднего напряжения	$\frac{2 \cdot I_{КЗв.н.}}{\sqrt{3} \cdot n_{ТАв.н.}}$	$\frac{2I_{КЗс.н.}}{\sqrt{3} \cdot n_{ТАс.н.}}$	$\frac{2 \cdot I_{КЗн.н.}}{\sqrt{3} \cdot n_{ТАн.н.}}$
Двухфазное на стороне треугольника низшего напряжения	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗв.н.}}{n_{ТАв.н.}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{КЗс.н.}}{n_{ТАс.н.}}$	$\frac{I_{КЗн.н.}}{n_{ТАн.н.}}$
Однофазное на землю на стороне звезды высшего напряжения при отключенном выключателе этой стороны и отсутствии питания со стороны среднего напряжения	–	–	$\frac{I_{КЗн.н.}}{\sqrt{3} \cdot n_{ТАн.н.}}$

Примечание: $I_{КЗв.н.}$, $I_{КЗс.н.}$, $I_{КЗн.н.}$ – токи, протекающие при указанном повреждении по сторонам высшего, среднего и низшего напряжения трансформатора и приведенные к соответствующей ступени напряжения;

$n_{ТАв.н.}$, $n_{ТАс.н.}$, $n_{ТАн.н.}$ – коэффициенты трансформации трансформаторов тока, установленных на сторонах высшего, среднего и низшего напряжения.

8.6.2. Дифференциальная токовая отсечка

Применяется на двухобмоточных трансформаторах малой мощности и выполняется с помощью простых токовых реле, действующих на отключение без выдержки времени. Для облегчения отстройки от бросков намагничивающего тока выходное промежуточное реле отсечки берется со временем действия 0,04-0,06 с.

Ток срабатывания выбирается из условий (8.27) и (8.28), но в формуле (8.28) коэффициент k_n берется в пределах $k_n = 3 \div 5$, чтобы отстроить защиту от броска апериодического тока намагничивания. В токе небаланса учитываются три первые составляющие. Больше из двух значений тока срабатывания принимается за расчетное.

Вторичный ток срабатывания защиты определяется по (8.39), и по нему выбирается токовое реле.

Проверка по чувствительности производится по (8.40) при двухфазном КЗ в зоне действия защиты на стороне трансформатора, противоположной питанию, в минимальном режиме. Если коэффициент чувствительности меньше 2, то применяется дифференциальная токовая защита на реле со встроенным БНТ – серии РНТ-560 и ДЗТ-11.

8.6.3. Дифференциальная токовая защита, выполненная на реле серии РНТ

На вновь вводимом оборудовании, в соответствии с рекомендациями [1, 4, 5] следует применять реле с торможением. Расчет для реле РНТ-565, приведенный ниже, дан в связи с тем, что реле еще используется в эксплуатации.

Как уже указывалось, реле имеет встроенный промежуточный быстронасыщающийся трансформатор, служащий для отстройки от броска апериодической составляющей тока намагничивания, а также позволяющий выравнивать магнитные потоки от вторичных токов в плечах защиты за счет подбора необходимого числа витков дифференциальной $W_{диф.}$ и уравнивательных $W_{ур.1}$ и $W_{ур.2}$ обмоток (рис. 6, в).

Ток срабатывания выбирается из условий (8.27) и (8.28). В токе небаланса первоначально учитываются две первые составляющие, причем при расчете $I_{нб.}^I$ коэффициент k_a берется равным единице. Больше из двух значений тока срабатывания принимается за расчетное.

По формуле (8.39) определяется вторичный ток срабатывания защиты $I_{с.р.осн.}$, а затем по выражению (8.40) выполняется предварительная проверка по чувствительности. Если $k_q \geq 2$, то расчет продолжается и производится выбор числа витков обмоток реле РНТ-565. Если условие не выполняется, следует сразу перейти к расчету реле с торможением.

Число витков обмотки БНТ на основной стороне (т.е. на стороне с бóльшим вторичным током $I_{втор.i}$):

$$W_{осн.расч.} = \frac{F_{с.р.}}{I_{с.р.осн.}}, \quad (8.41)$$

где $F_{с.р.}$ – намагничивающая сила срабатывания реле (100 Ампер·витков);
 $I_{с.р.осн.}$ – ток срабатывания реле на основной стороне.

К установке предварительно принимается ближайшее к $W_{осн.расч.}$ меньшее целое число витков, которое можно выставить на переключающих колодках обмоток реле – $W_{осн.уст.}$. У реле РНТ-565 на дифференциальной обмотке можно установить от 8 до 35 витков с интервалом в один виток, на уравнительных – от 0 до 34 витков, также с интервалом в один виток. Использовать можно все обмотки, или только уравнительные (в последнем случае снимается накладка 2-4 – рис. 7).

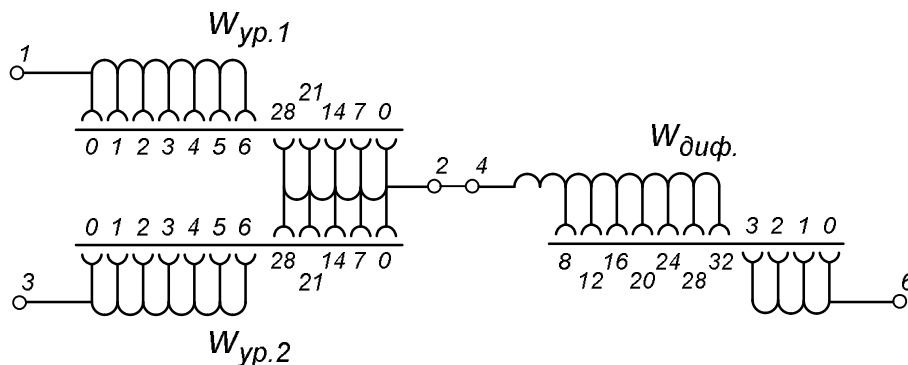


Рис. 7. Отводы первичных обмоток промежуточного быстронасыщающегося трансформатора реле РНТ-565.

Число витков обмоток БНТ на неосновных сторонах

$$W_{расч.1} = W_{осн.уст.} \cdot \frac{I_{втор.осн.}}{I_{втор.1}}, \quad (8.42)$$

$$W_{расч.2} = W_{осн.уст.} \cdot \frac{I_{втор.осн.}}{I_{втор.2}}, \quad (8.43)$$

где $I_{втор.осн.}$, $I_{втор.1}$, $I_{втор.2}$ – вторичные токи в плечах защиты на основной и неосновных сторонах, определяемые по формуле (8.38).

Число витков на неосновных сторонах округляется до ближайшего целого – $W_{уст.1}$ и $W_{уст.2}$.

Уточняется значение тока небаланса с учетом четвертой составляющей, пересчитывается первичный и вторичный ток срабатывания защиты и, при необходимости, соответствующие числа витков обмоток БНТ (по формулам (8.41), (8.42) и (8.43)).

По окончательно принятому к установке $W'_{осн.уст.}$ определяется ток срабатывания защиты:

$$I'_{с.з.} = \frac{I_{с.р.осн.} \cdot n_{ТА}}{k_{сх.}} = \frac{(F_{с.р.}/w'_{осн.уст.}) \cdot n_{ТА}}{k_{сх.}}, \quad (8.44)$$

и сравнивается с уточненным током небаланса. Если $(I'_{с.з.}/I_{нб.уточн.}) \geq 1,3$, расчет заканчивается. Если неравенство не соблюдается, следует принять для основной стороны меньшее число витков и расчет повторить.

В заключение необходимо проверить чувствительность защиты, соответствующую принятому числу витков обмоток БНТ:

$$k_{ч} = \frac{\sum I_{р.} \cdot w}{F_{с.р.}} = \frac{I_{втор.осн.} \cdot w'_{осн.уст.} + I_{втор.і} \cdot w_{уст.і}}{F_{с.р.}} \geq 2, \quad (8.45)$$

где $I_{втор.осн.}$, $I_{втор.і}$ – вторичные токи в плечах защиты на отдельных сторонах с учетом их знака при рассматриваемом случае повреждения.

8.6.4. Продольная дифференциальная защита трансформаторов, выполненная с помощью реле с торможением

Ток срабатывания защиты и предварительная проверка на чувствительность определяются так же, как и для реле РНТ-565. Расчетные числа витков обмоток БНТ определяются по формулам (8.41)- (8.43).

Расчетная рабочая намагничивающая сила

$$F_{р.расч.} = k_{н} \cdot k_{сх.} \cdot \frac{I_{нб.уточн.}}{n_{ТА}} \cdot w_{расч.}, \quad (8.46)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надежности (1,5); $I_{нб.уточн.}$ – уточненный ток небаланса с учетом четвертой составляющей; $w_{расч.}$ – расчетное число витков рабочей обмотки реле на стороне, к которой подключена тормозная обмотка.

Тормозная намагничивающая сила

$$F_{т.расч.} = k_1 \cdot \sqrt{\left(\frac{F_{р.расч.}}{100}\right)^2 - 1}, \quad (8.47)$$

где k_1 – коэффициент, для реле серии ДЗТ-11 равный 135,8; для реле ДЗТ-13 – 449,1; для реле ДЗТ-14 – 610,2.

Тормозной ток

$$I_{\text{торм.}} = \frac{k_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{КЗ}i}^{(3)}}{n_{\text{ГА}}}, \quad (8.48)$$

где $I_{\text{КЗ}i}^{(3)}$ – максимальный ток внешнего трехфазного КЗ на стороне, где установлена тормозная обмотка.

Число витков тормозной обмотки

$$W_{\text{торм.расч.}} = \frac{F_{\text{т.расч.}}}{I_{\text{торм.}}}, \quad (8.49)$$

Принимается к установке ближайшее целое число витков $W_{\text{торм.уст.}}$, которое можно установить на реле – рис. 8.

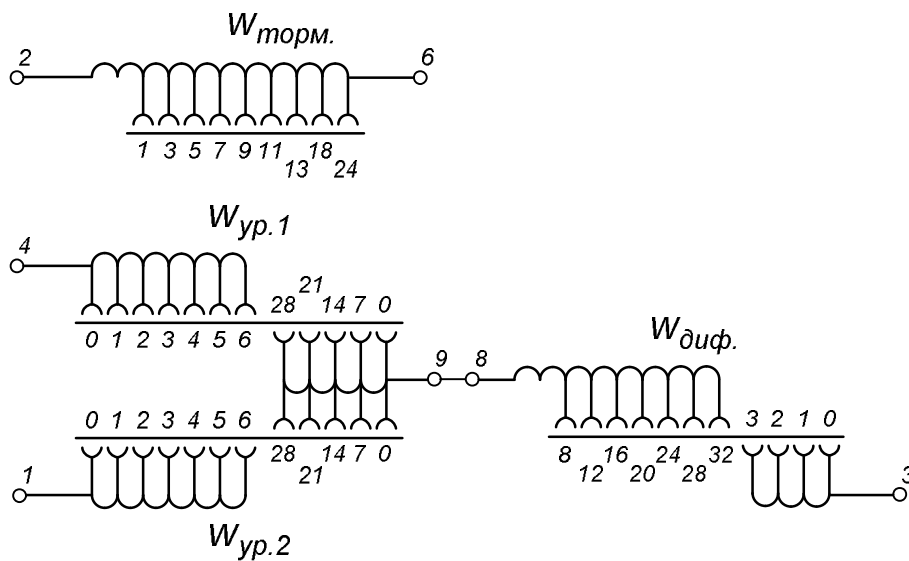


Рис. 8. Отводы первичных обмоток БНТ реле ДЗТ-11.

Чувствительность защиты при наличии торможения

$$k_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{р.}}}{F_{\text{р.сп.}}}. \quad (8.50)$$

Здесь $F_{\text{р.}}$ – рабочая намагничивающая сила реле:

$$F_{\text{р.}} = W_{\text{р.пит.}} \cdot I_{\text{р.втор.полн.}}, \quad (8.51)$$

где $I_{\text{р.втор.полн.}}$ – вторичный ток в рабочей обмотке реле при рассматриваемом металлическом КЗ. Если питание – многостороннее, то предполагается, что этот ток полностью проходит по основной стороне; $W_{\text{р.пит.}}$ – число витков обмотки БНТ, используемых на питающей стороне (при многостороннем питании – на основной стороне).

В знаменателе формулы (8.50) – рабочая намагничивающая сила срабатывания реле, определяемая по формуле

$$F_{p.c.p.} = \frac{100}{1 - k_2 \cdot (F_{m.pacч.} / F_p.)}, \quad (8.52)$$

где k_2 – коэффициент, принимаемый для реле серии ДЗТ-11 равным 0,9618; для ДЗТ-13 – 0,35; для ДЗТ-14 – 0,3.

Чувствительность защиты при отсутствии торможения определяется по формуле (8.45).

В обоих случаях коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

8.6.5. Место включения тормозных обмоток

Тормозную обмотку рекомендуется включать:

на двухобмоточных трансформаторах с односторонним питанием – в плечо, противоположное источнику питания (рис. 9, а);

на трехобмоточных понижающих трансформаторах с односторонним питанием – в плечо той стороны трансформатора, где внешнее КЗ вызывает больший ток (рис. 9, б).

В тех случаях, когда чувствительность защиты окажется все же недостаточной, а расчетным является условие отстройки от токов небаланса на стороне, где отсутствует торможение, рекомендуется включать тормозную обмотку на сумму вторичных токов сторон среднего (СН) и низкого (НН) напряжения – рис. 10, а и 10, б).

8.7. Дифференциальная токовая защита ошиновки высшего (среднего) напряжения автотрансформаторов

На автотрансформаторах с двумя выключателями на стороне ВН (СН) при включении дифференциальной защиты на трансформаторы тока в цепях выключателей (ТА1, ТА2 – рис. 11) будет иметь место торможение от тока нагрузки линии, проходящего по ветвям выключателей. В результате возможно снижение чувствительности защиты. Поэтому предусматривается два комплекта защиты – собственно автотрансформатора (АТ), подключаемая к трансформаторам тока ТА3, встроенным во втулки высоковольтных вводов АТ, и дифференциальная защита ошиновки (рис. 11).

Первичный ток срабатывания защиты ошиновки выбирается по условию отстройки от расчетного тока небаланса $I_{нб.pacч.}$ при переходном режиме внешнего КЗ в случае отсутствия торможения, т.е. при отключенном выключателе, на ток в цепи которого включена тормозная обмотка реле (для рис. 11 – отключен Q1). При этом должно рассматриваться КЗ, внешнее по отношению к дифференциальным защитами собственно автотрансформатора и

его ошинок. Для схемы на рис. 11, если считать, что питание – от линии 2, внешним будет КЗ либо за выключателем Q3, либо за выключателем Q4.

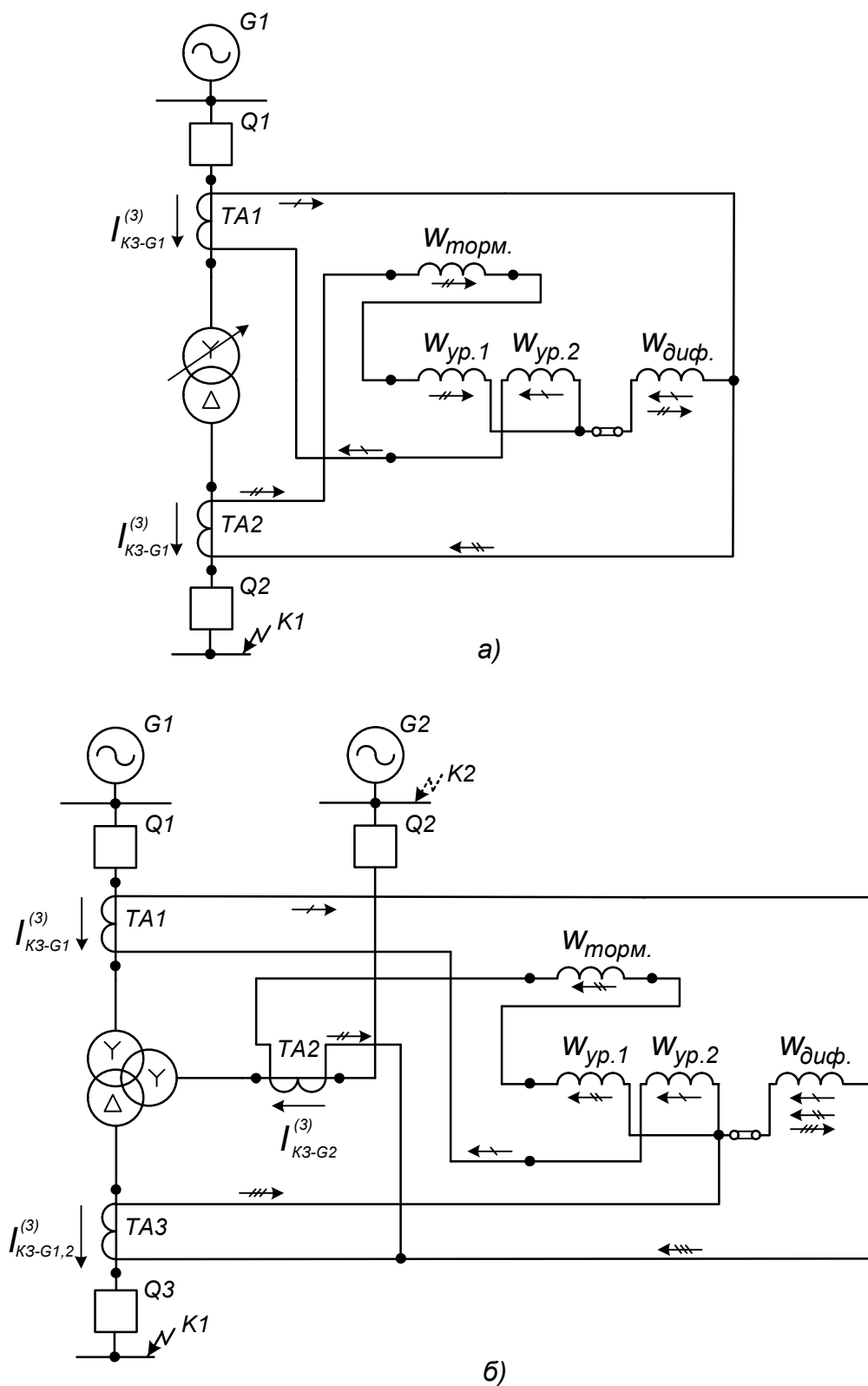


Рис. 9. Схемы включения тормозных обмоток реле ДЗТ-11
 а – в защите двухобмоточного трансформатора, б – в защите
 трехобмоточного трансформатора (в плечо с большим током
 внешнего КЗ в точке K2).

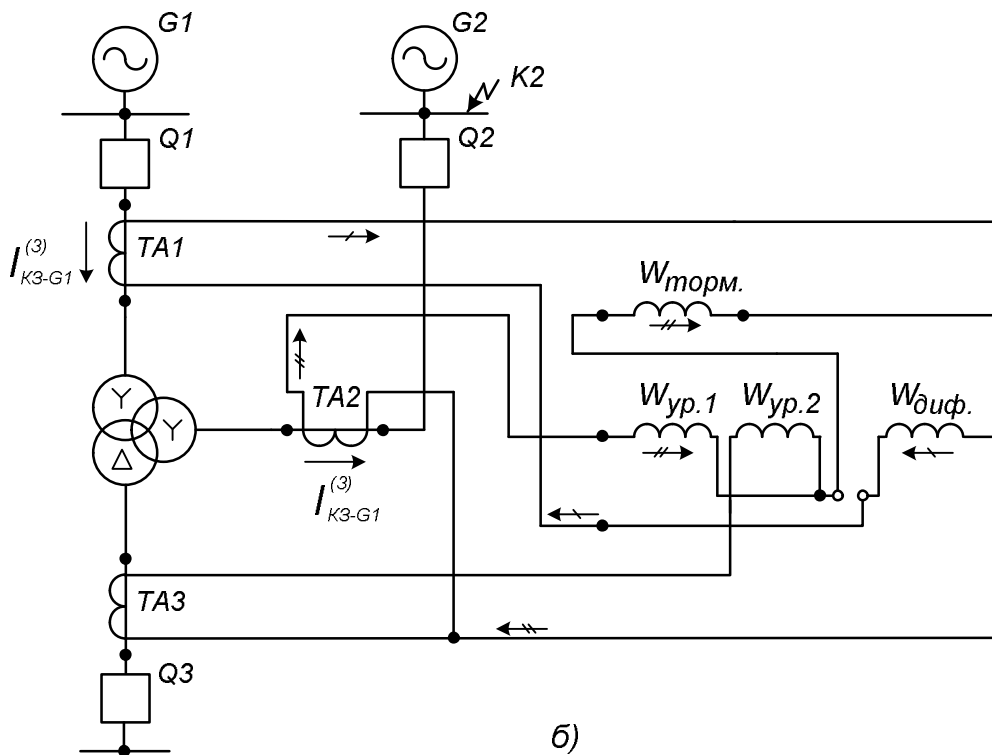
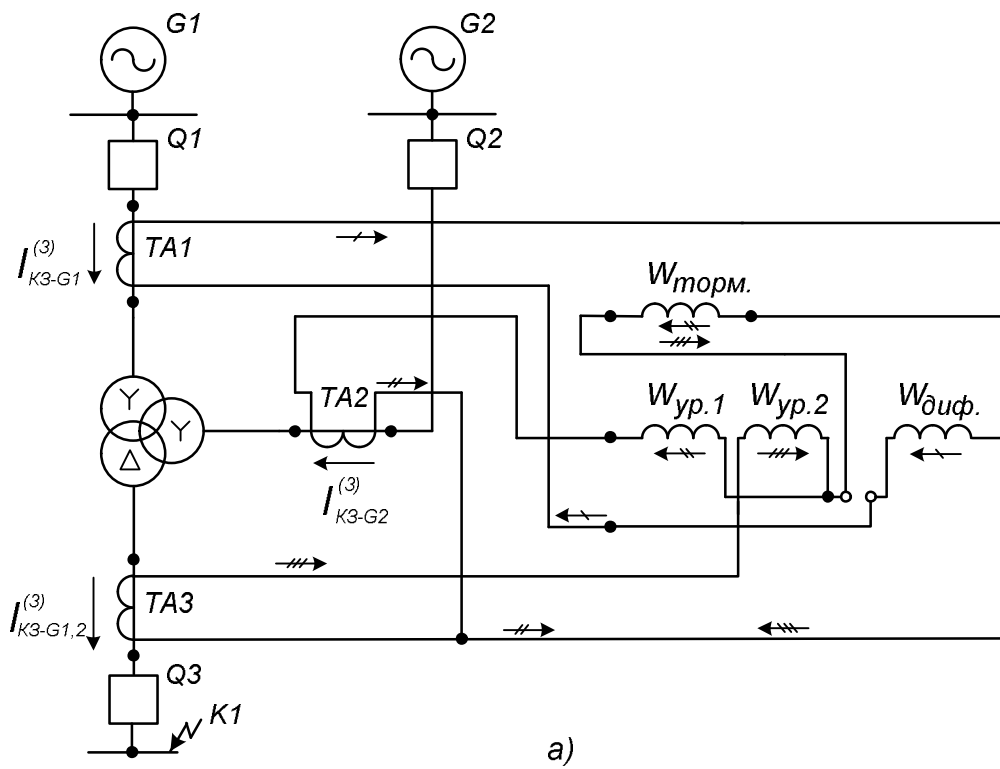


Рис. 10. Включение тормозных обмоток реле ДЗТ-11 на сумму токов сторон среднего и низкого напряжения: а – внешнее КЗ на стороне НН, в тормозной обмотке – ток I''' , б – внешнее КЗ на стороне СН – ток I'' .

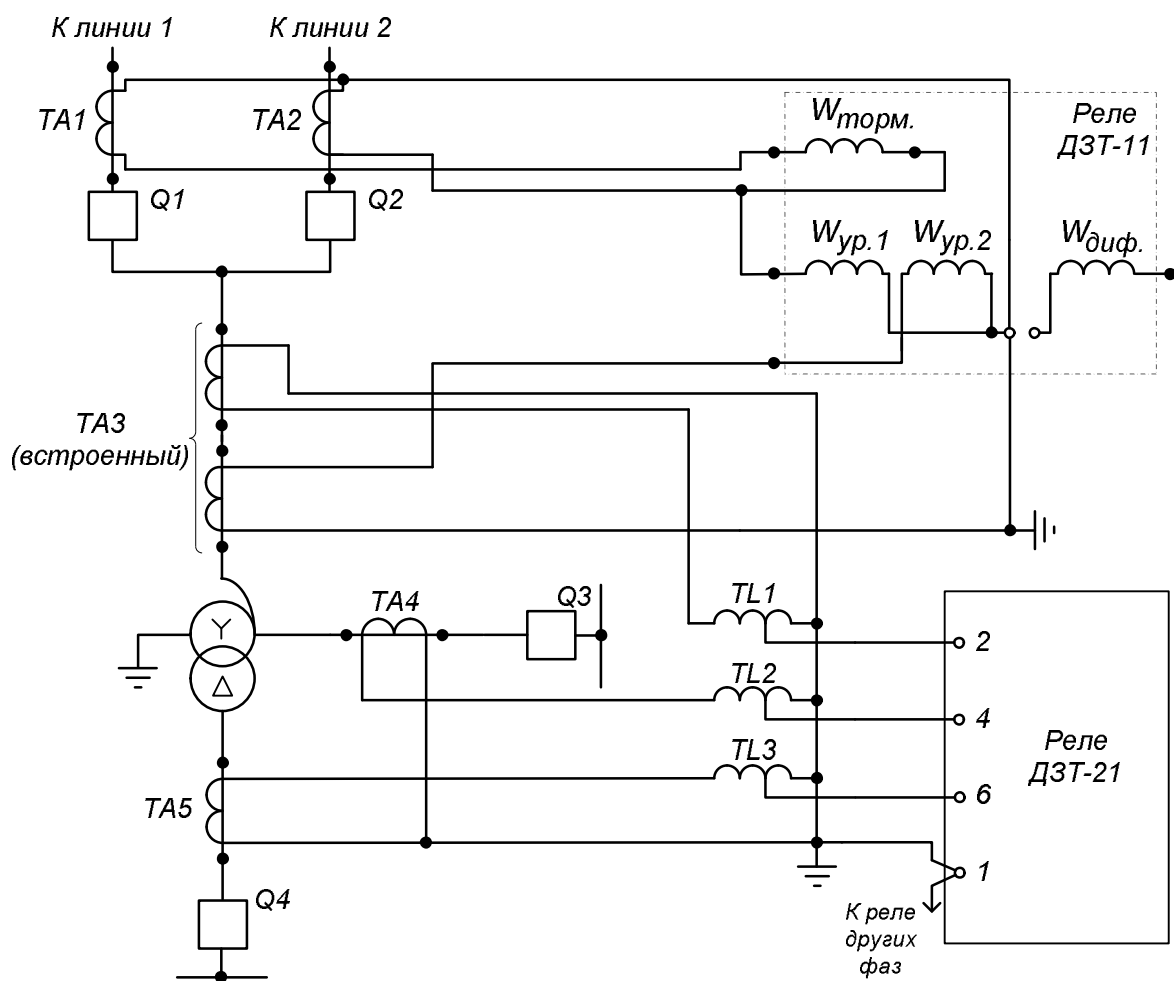


Рис. 11. Принципиальная схема выполнения дифференциальной защиты автотрансформатора (реле ДЗТ-21) и дифференциальной защиты ошиновки (реле ДЗТ-11).

Больший из токов КЗ принимается за расчетный при определении тока небаланса.

Отстройка производится по формуле, аналогичной (8.27)

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.макс.}, \quad (8.53)$$

при этом k_n принимается равным 1,5.

Затем по (8.39) определяется ток срабатывания реле, по (8.41) и (8.42) – расчетное и установленное число витков уравнильных обмоток БНТ. Округление числа витков – по тем же правилам, что и в п. 8.6.3.

Недействие защиты при внешних КЗ на стороне, где установлена рассматриваемая защита, в случаях, когда включены оба выключателя (Q1 и Q2) и токи КЗ не ограничиваются сопротивлением автотрансформатора, обеспечивается торможением.

Расчет требуемого числа витков тормозной обмотки реле производится по формуле:

$$w_{\text{торм.расч.}} \geq k_n \cdot \frac{I_{\text{нб.расч.}} \cdot w_{\text{раб.}}}{I_{\text{торм.}} \cdot \text{tg} \beta}, \quad (8.54)$$

в которой $I_{\text{нб.расч.}}$ – первичный ток небаланса с учетом четвертой составляющей, определенной по (8.33);

$w_{\text{раб.}}$ – принятое к установке число витков рабочей обмотки БНТ реле, присоединенной к тем же трансформаторам тока, что и тормозная обмотка;

$I_{\text{торм.}}$ – первичный тормозной ток при расчетном внешнем КЗ. Для схемы на рис. 11 – это КЗ в начале линии 1 или линии 2, когда по первичным обмоткам трансформаторам тока ТА1 и ТА2 протекает сквозной ток повреждения. Торможение должно обеспечиваться при меньшем из этих токов;

k_n – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,5;

$\text{tg} \beta$ – тангенс угла β наклона касательной, проведенной из начала координат к тормозной характеристике 2 (рис. 5, в), к оси абсцисс. Исходя из заводской характеристики можно принимать $\text{tg} \beta \approx 0,75$, не выполняя графических построений.

Полученное $w_{\text{торм.расч.}}$ округляется до ближайшего большего целого числа витков, которое можно установить на реле.

Чувствительность защиты оценивается при металлическом КЗ между двумя фазами и при однофазном КЗ на ошиновке в режиме опробования автотрансформатора. Для случая, изображенного на рис. 11, – при подаче питания на АТ выключателем Q3 при отключенных Q1 и Q2. Коэффициент чувствительности определяется по (8.40), поскольку в рассматриваемом случае торможение отсутствует. В соответствии с ПУЭ – [1, п.3.2.21] – в этом режиме в обоих случаях должно выполняться условие $k_u \geq 1,5$.

9. ПОПЕРЕЧНЫЕ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ

9.1. Поперечная дифференциальная защита генераторов

Поперечная дифференциальная защита устанавливается на генераторах с параллельными ветвями обмоток в фазе.

На турбогенераторах мощностью 150 МВт и более защита выполняется без выдержки времени; мощностью менее 150 МВт – с возможностью ввода выдержки времени при появлении первого замыкания на землю в цепи возбуждения и наличии защиты от второго замыкания. На гидрогенераторах защита выполняется без выдержки времени.

В качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и отстроенного от высших гармоник, применяется реле тока РТ-40Ф, основные параметры которого приведены в табл. 4.

Таблица 4

Технические данные реле РТ-40Ф

Диапазон уставок	Зажимы реле	Пределы изменения уставок, А	Число витков	Мощность, потребляемая при токе первой уставки, ВА
I	4 - 8	1,75 – 3,5	25	0,5
II	6 - 8	2,9 – 5,8	15	0,5
III	4 - 6	4,4 – 8,8	10	0,5
IV	2 - 4	8,8 – 17,6	5	1,0

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} = (0,2 - 0,3) \cdot I_{ном.ген.} \quad (9.1)$$

Коэффициент трансформации трансформаторов тока

$$n_{ТА} = \frac{600}{5} \div \frac{1500}{5} \quad (9.2)$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \quad (9.3)$$

По полученному значению тока срабатывания выбираются уставки реле РТ-40Ф. Если полученные значения тока срабатывания не соответствуют диапазону уставок реле, необходимо изменить коэффициент трансформации трансформатора тока.

Выдержка времени

$$t_{с.з.} = 0,5с. \quad (9.4)$$

9.2. Поперечные направленные дифференциальные защиты параллельных линий

Поперечные дифференциальные защиты применяются в качестве основных для двух параллельных линий 35-220 кВ с односторонним питанием, а также для линий с двусторонним питанием – преимущественно в сетях 35 кВ и распределительных сетях 110 кВ (рис. 12).

При отключении одной из линий поперечная дифференциальная защита становится неселективной и выводится из работы блок-контактом соответствующего выключателя – $Q1.1$ или $Q2.1$. Поэтому в качестве резервных защит при работе двух линий и основных при отключении одной из них применяются токовые защиты от замыканий на землю и токовые или дистанционные защиты от многофазных замыканий. Рекомендуется включение дистанционных и токовых защит на сумму токов параллельных линий (дистанционных защит – в целях уменьшения используемой аппаратуры и для повышения чувствительности, токовых защит – для повышения чувствительности).

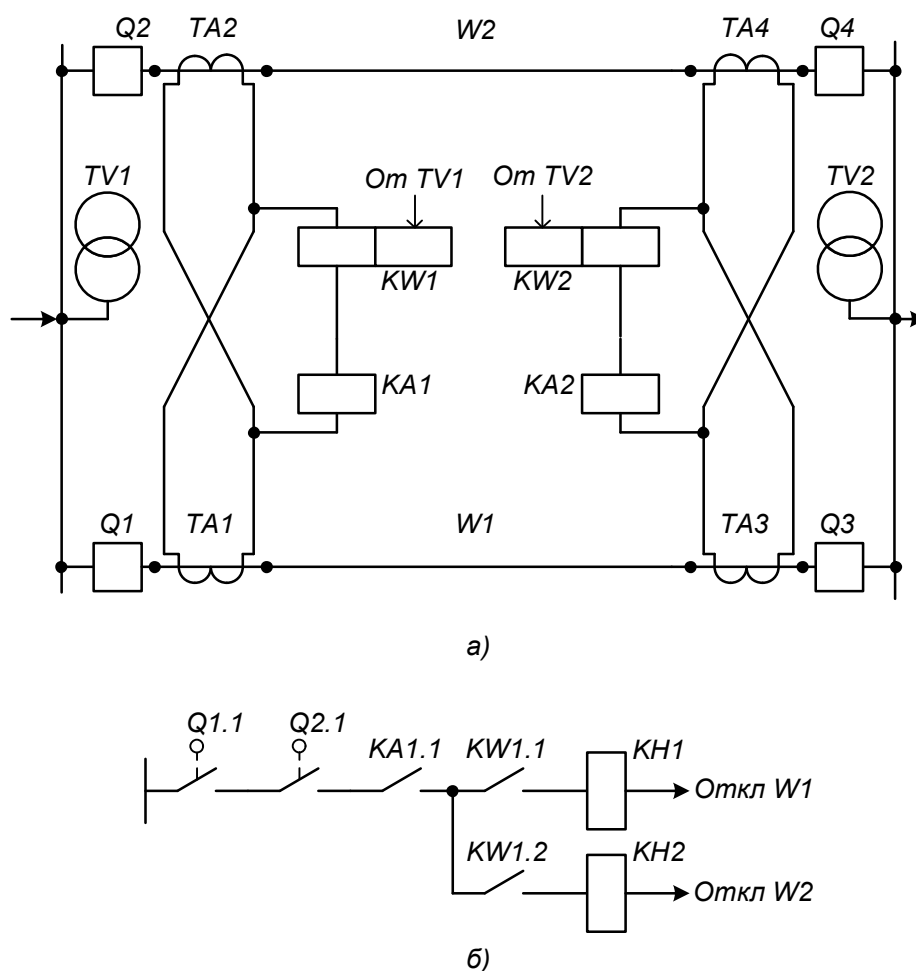


Рис. 12. Принципиальная схема выполнения поперечной направленной дифференциальной защиты параллельных линий:
а – поясняющая схема, б – оперативные цепи.

В сети с большим током замыкания на землю (т.е. в сети с глухозаземленными нейтралями) защита в начале и конце линий может выполняться в двух вариантах: одним трехфазным комплектом, действующим при всех видах повреждений (реле включаются на разность токов одноименных фаз), или двумя комплектами – двухфазным комплектом от замыканий между фазами и комплектом от замыканий на землю (реле включаются на разность токов нулевой последовательности защищаемых линий). Во втором варианте удастся обеспечить бóльшую чувствительность при замыканиях на землю.

В обоих вариантах для защиты от замыканий между фазами ток срабатывания выбирается исходя из четырех условий:

отстройки от расчетного максимального тока небаланса при внешнем трехфазном металлическом КЗ на шинах подстанции (в работе – обе линии):

$$I_{с.з.} \geq k'_n \cdot I'_{нб.расч.} + k''_n \cdot I''_{нб.расч.}; \quad (9.5)$$

обеспечения возврата пусковых реле после отключения КЗ на одной из линий (в режиме работы двумя линиями):

$$I_{с.з.} \geq \frac{k'_n}{k_v} \cdot I_{нагр.макс.}; \quad (9.6)$$

отстройки от тока неповрежденной фазы $I_{неп.}^{(2)}$ при каскадном отключении двухфазного КЗ (является расчетным только для защит, установленных на питающей стороне линий с односторонним питанием):

$$I_{с.з.} \geq k''_n \cdot I_{неп.}^{(2)}; \quad (9.7)$$

отстройки от тока неповрежденной фазы $I_{неп.расч.}$ при каскадном отключении однофазного или двухфазного КЗ на землю, когда пусковые реле находятся на грани срабатывания (может оказаться расчетным только в случае двустороннего питания):

$$I_{с.з.} \geq k''_n \cdot I_{неп.расч.}; \quad (9.8)$$

Чаще всего определяющим является условие (9.6).

В формулах (9.5) – (9.8) используются следующие обозначения:

$k'_n = 1, 2$; $k''_n = 1, 3$ – коэффициенты надежности;

$k_v = 0, 8$ – коэффициент возврата реле;

$I'_{нб.расч.}$ – расчетный ток небаланса, вызванный неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, установленных на параллельных линиях

$$I'_{нб.расч.} = k_a \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot \frac{I_{КЗвнеш.макс.}}{2}; \quad (9.9)$$

где $k_a = 2$ – коэффициент, учитывавший наличие апериодической составляющей тока в переходном режиме;

$k_{одн.}$ – коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока, принимается равным 0,5 (ТА1 и ТА2 – одинаковые) или 1 (трансформаторы – разных типов);

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока;

$I''_{нб.расч.}$ – расчетный ток небаланса, обусловленный различием параметров параллельных линий

$$I''_{нб.расч.} = \frac{z_{W1} - z_{W2}}{z_{W1}} \cdot k_a \cdot \frac{I_{КЗвнеш.макс.}}{2}; \quad (9.10)$$

$I_{КЗвнеш.макс.}$ – расчетный суммарный ток внешнего КЗ (периодическая слагающая);

$I_{нагр.макс.}$ – максимальный ток нагрузки линий.

Чувствительность защиты определяется для двух режимов.

1) При включенных выключателях с обеих сторон линии и двухфазном КЗ в точке равной чувствительности, которая находится от защиты с током срабатывания $I_{с.з.2}$ на расстоянии:

$$l_{р.ч.} = \frac{I_{с.з.1}}{I_{с.з.1} + I_{с.з.2}} \cdot l_{линии}. \quad (9.11)$$

Зная положение точки равной чувствительности, определяют токи $I_{K1-1}^{(2)}$ и $I_{K1-2}^{(2)}$ (рис. 13) и рассчитывают коэффициент чувствительности, который должен быть не менее 2:

$$k'_ч = \frac{I_{K1-2}^{(2)} - I_{K1-1}^{(2)}}{I_{с.з.1}} = \frac{I_{K1-1}^{(2)} + I_{K1-1}^{(2)}}{I_{с.з.2}}. \quad (9.12)$$

2) При двухфазном КЗ на границе зоны каскадного действия, когда выключатель поврежденной линии с противоположной стороны уже отключен (рис. 14).

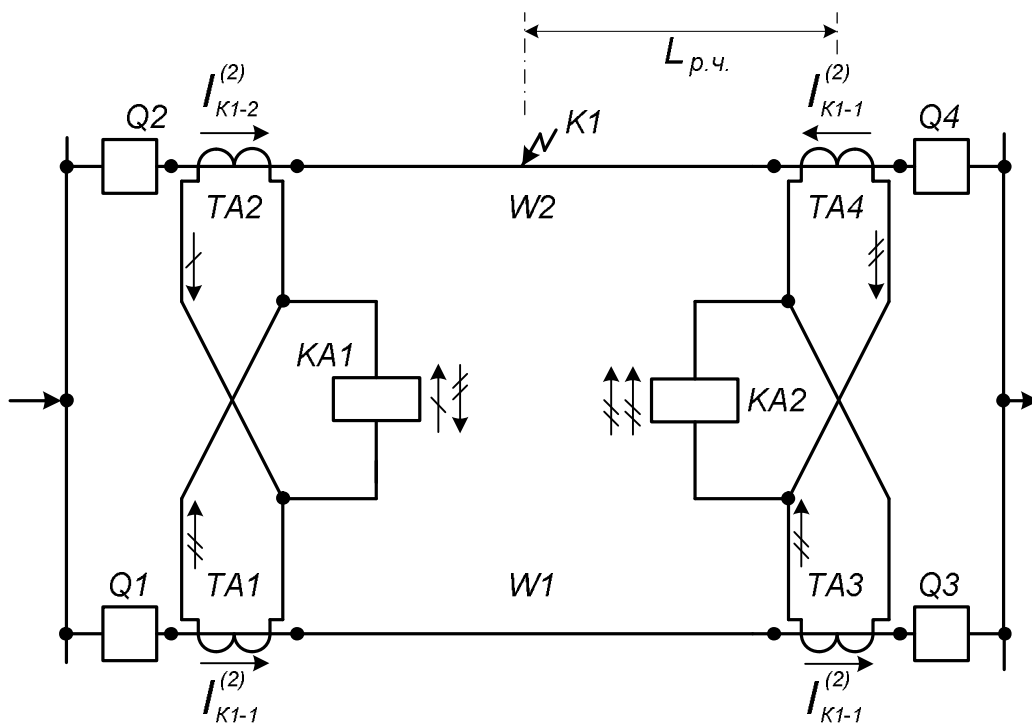


Рис. 13. Распределение токов в комплектах защиты при КЗ в точке равной чувствительности.

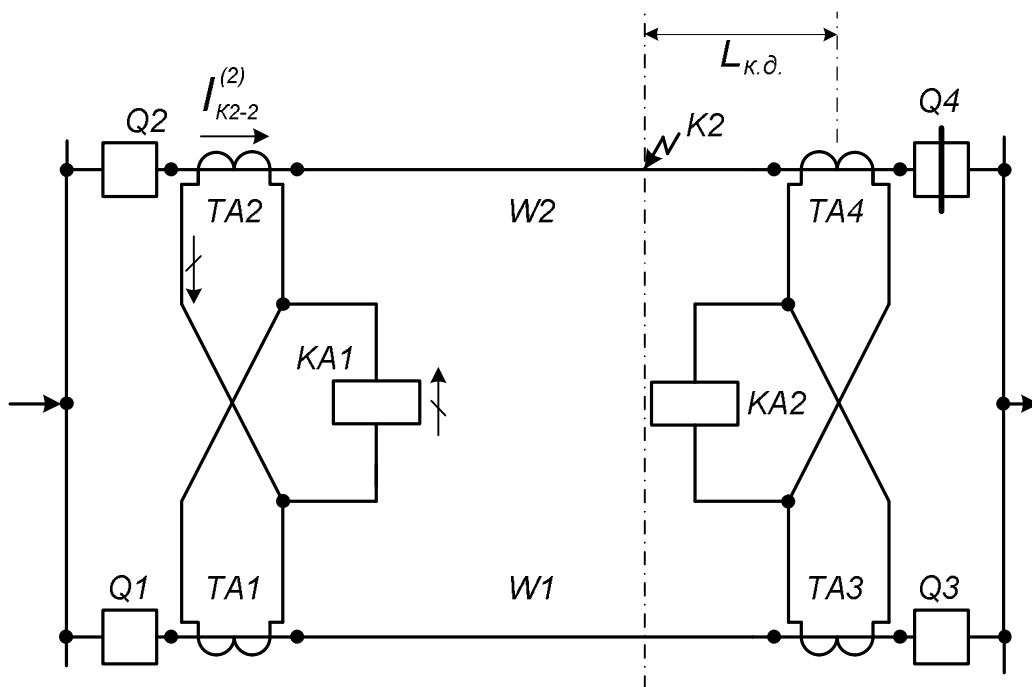


Рис. 14. Каскадное отключение КЗ – выключатель Q_4 уже отключен.

Величина зоны каскадного действия в приближенных расчетах определяется по формуле:

$$l_{к.д.} = \frac{I_{с.з.1}}{I_{КЗ\Sigma}} \cdot l_{линии}, \quad (9.13)$$

где $I_{КЗ\Sigma}$ – ток КЗ на шинах противоположной подстанции. Однако более точно граница зоны каскадного действия определяется графически как точка пересечения линии, соответствующей току срабатывания защиты $I_{с.з.1}$, с кривой, представляющей собой зависимость тока в защите от местоположения точки КЗ – $I_{защ.1} = f(l)$.

Ток в защите

$$I_{защ.1} = I_{К2-2}^{(2)} - I_{К2-1}^{(2)}, \quad (9.14)$$

где $I_{К2-1}^{(2)}$ и $I_{К2-2}^{(2)}$ – первичные токи, протекающие по параллельным линиям при КЗ в расчетных точках (l – текущая координата, $l = 0 \div l_{линии}$).

Величина $l_{к.д.}$ каждого комплекта защиты не должна превышать 30% длины линии, иначе в средней части линий возможно появление участка, при КЗ на котором ни одна из защит не действует.

Чувствительность защиты при КЗ на границе зоны каскадного действия в минимальном режиме работы сети

$$k''_ч = \frac{I_{К2-2}^{(2)}}{I_{с.з.1}}. \quad (9.15)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Если $k'_ч$ и $k''_ч$ менее требуемых по ПУЭ, то токовые пусковые реле дополняются пуском (блокировкой) реле минимального напряжения. В этом случае $I_{с.з.}$ определяется только по условию (9.5), а напряжение срабатывания реле блокировки определяется по условию возврата после отключения КЗ на одной из линий или внешнего КЗ

$$U_{с.р.} \leq \frac{U_{раб.мин.}}{k'_н \cdot k_в \cdot n_{ТВ}}. \quad (9.16)$$

Как правило, условие (9.16) является определяющим, но иногда может потребоваться отсройка от напряжений неповрежденных фаз при каскадном отключении КЗ:

$$U_{с.р.} \leq \frac{U_{неп.}^{(2)}}{k''_н \cdot n_{ТВ}}; \quad (9.17)$$

$$U_{с.р.} \leq \frac{U_{неп.расч.}}{k_n'' \cdot n_{TV}} \quad (9.18)$$

В формулах (9.16) – (9.18) используются следующие обозначения:

$U_{раб.мин.} = (0,9 \div 0,95)U_{ном.}$ – минимальное рабочее напряжение в месте установки защиты;

$U_{неп.}^{(2)}$ – напряжение между неповрежденной и поврежденной фазами в месте установки защиты при двухфазном КЗ на границе зоны каскадного действия до момента отключения выключателя с противоположной стороны;

$U_{неп.расч.}$ – расчетное напряжение между поврежденной и неповрежденной фазами в месте установки защиты при двух - или однофазных КЗ на землю на границе зоны каскадного действия до отключения выключателя с противоположной стороны.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (9.5) – (9.8).

Чувствительность токового реле проверяется по условиям (9.12) и (9.15), а органа минимального напряжения – по формуле

$$k_u''' = \frac{U_{с.р.} \cdot n_{TV}}{U_{защ.(КЗ)}}; \quad (9.19)$$

где $U_{защ.(КЗ)}$ – междуфазное остаточное напряжение в месте установки защиты при двухфазном КЗ на противоположном конце линии.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5.

Трехфазное КЗ на одной из линий в зоне каскадного действия комплектов защиты сопровождается значительным понижением напряжения на шинах подстанции, в непосредственной близости от которой произошло повреждение. В результате возможен отказ в срабатывании комплектов защиты по обоим сторонам линии: ближайшего к токе КЗ – из-за несрабатывания реле мощности KW , обусловленного понижением напряжения, а удаленного – из-за несрабатывания токовых реле. Участок, на котором возможен такой режим, называется мертвой зоной защиты по напряжению. Величина этого участка определяется по формуле (10.9), приведенной в разделе «Токовые направленные защиты».

Ток срабатывания комплекта от замыканий на землю отстраивается от максимального тока небаланса в нулевом проводе при внешнем замыкании на землю. Формула аналогична (9.5):

$$I_{0с.з.} \geq k_n' \cdot k_a \cdot k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot \beta \cdot \frac{I_{КЗвн.макс.}^{(i)}}{2} + k_n'' \cdot k_a \cdot f_{\Delta} \cdot 3I_{0линии}^{(i)}. \quad (9.20)$$

Здесь β – коэффициент, зависящий от вида КЗ: для $K^{(1)}$ $\beta = 1$, для $K^{(1,1)}$ $\beta = 2$;

$I_{K3\text{вн.макс.}}^{(i)}$ – расчетный суммарный фазный максимальный ток (периодическая слагающая), проходящий по обеим параллельным линиям при расчетном КЗ на землю на шинах противоположной подстанции;

f_{Δ} – коэффициент, характеризующий неравенство сопротивлений параллельных линий в нулевой последовательности и различие взаимных индуктивностей защищаемых линий с другими. Точный расчет этого коэффициента достаточно сложен, поэтому допускается принимать $f_{\Delta} = 0,02 \div 0,025$;

$I_{0\text{линии}}^{(i)}$ – ток нулевой последовательности в одной линии при работе обеих и расчетном КЗ на землю на шинах противоположной подстанции.

Напряжение срабатывания реле, входящего в комплект от замыканий на землю и включенного на напряжение нулевой последовательности:

$$U_{0\text{с.р.}} = \frac{k'_n \cdot U_{\text{нб.}}}{n_{TV}}; \quad (9.21)$$

где $U_{\text{нб.}}$ – напряжение небаланса при коротком замыкании между фазами на защищаемых линиях. Исходя из опыта эксплуатации, для транспонированных линий принимают $U_{0\text{с.р.}} = 4 \div 5$ В.

Чувствительность токового реле комплекта от замыканий на землю проверяется по условиям, аналогичным (9.12) и (9.15):

в точке равной чувствительности

$$k'_{0ч} = \frac{3I_{0K1-2}^{(1)} - 3I_{0K1-1}^{(1)}}{I_{0\text{с.з.1}}} = \frac{3I_{0K1-1}^{(1)} + 3I_{0K1-1}^{(1)}}{I_{0\text{с.з.2}}}; \quad (9.22)$$

в режиме каскадного отключения

$$k''_{0ч} = \frac{3I_{0K2-2}^{(1)}}{I_{0\text{с.з.1}}}, \quad (9.23)$$

а реле напряжения – по формуле

$$k'''_{0ч} = \frac{U_{0\text{защ.}(K3)}}{U_{0\text{с.р.}} \cdot n_{TV}}, \quad (9.24)$$

где $U_{0\text{защ.}(K3)}$ – напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при однофазном КЗ на землю на противоположном конце линии и отключенном выключателе на этом конце, т.е. в режиме каскадного отключения.

Коэффициенты чувствительности должны быть следующими: $k'_{0ч} \geq 2$, $k''_{0ч} \geq 1,5$, $k'''_{0ч} \geq 1,5$.

В сети с малым током замыкания на землю (т.е. в сети с изолированной или компенсированной нейтралью) защита в начале и конце линий выполняется двухфазным комплектом от замыканий между фазами. Ток срабатывания защиты определяется по формулам (9.5), (9.6) и (9.7).

10. ТОКОВЫЕ НАПРАВЛЕННЫЕ ЗАЩИТЫ

Токовые направленные защиты применяются в основном в сетях сложной структуры (кольцевых, радиальных с многосторонним питанием и т.п.).

10.1. Максимальная токовая направленная защита линии

Ток срабатывания защиты

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{н1} \cdot k_{зан.}}{k_{в}} \cdot I_{нагр.макс.}, \quad (10.1)$$

$$I_{с.з.} \geq k_{н2} \cdot I_{неп.}, \quad (10.2)$$

где $k_{н1}$, $k_{зан.}$, $k_{в}$ – коэффициенты надежности, запуска двигателей и возврата реле, определяемые аналогично ненаправленной МТЗ (см. пункт 2.1, формула (2.1));

$I_{нагр.макс.}$ – ток нагрузки линии в послеаварийном режиме (после отключения внешнего КЗ);

$I_{неп.}$ – ток в неповрежденных фазах при двухфазных и однофазных КЗ на землю в сети с глухозаземленной нейтралью;

$k_{н2}$ – коэффициент надежности, равный 1,5-1,3.

Если максимальная направленная защита (МНЗ) блокируется при замыкании на землю, или установлена на линии в сети с изолированной нейтралью, то ток срабатывания выбирается только по (10.1).

Для обеспечения селективности действия и согласованности по чувствительности уставки защит, действующих в одном направлении, необходимо согласовать так, чтобы токи срабатывания нарастали при обходе защит против направления их действия. Для защит, показанных на рис. 15, этому правилу соответствуют условия:

$$I_{с.з.6} < I_{с.з.4} < I_{с.з.2} < I_{с.з.1}, \quad (10.3)$$

$$I_{с.з.3} < I_{с.з.5} < I_{с.з.7} < I_{с.з.1}, \quad (10.4)$$

Разница в токах срабатывания составляет обычно около 10%.

Ток срабатывания реле определяется аналогично (2.4):

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТА}} \cdot k_{сх}. \quad (10.5)$$

По времени срабатывания между собой согласуются только комплекты, работающие в одном направлении. При выборе уставки учитывается также время действия защит присоединений, отходящих от шин подстанции. Например:

$$t_{c.3.2} \geq t_{c.3.4} + \Delta t; \quad (10.6)$$

$$t_{c.3.2} \geq t_{прис.1} + \Delta t, \quad (10.7)$$

За расчетное значение принимается большее из полученных значений выдержек времени.

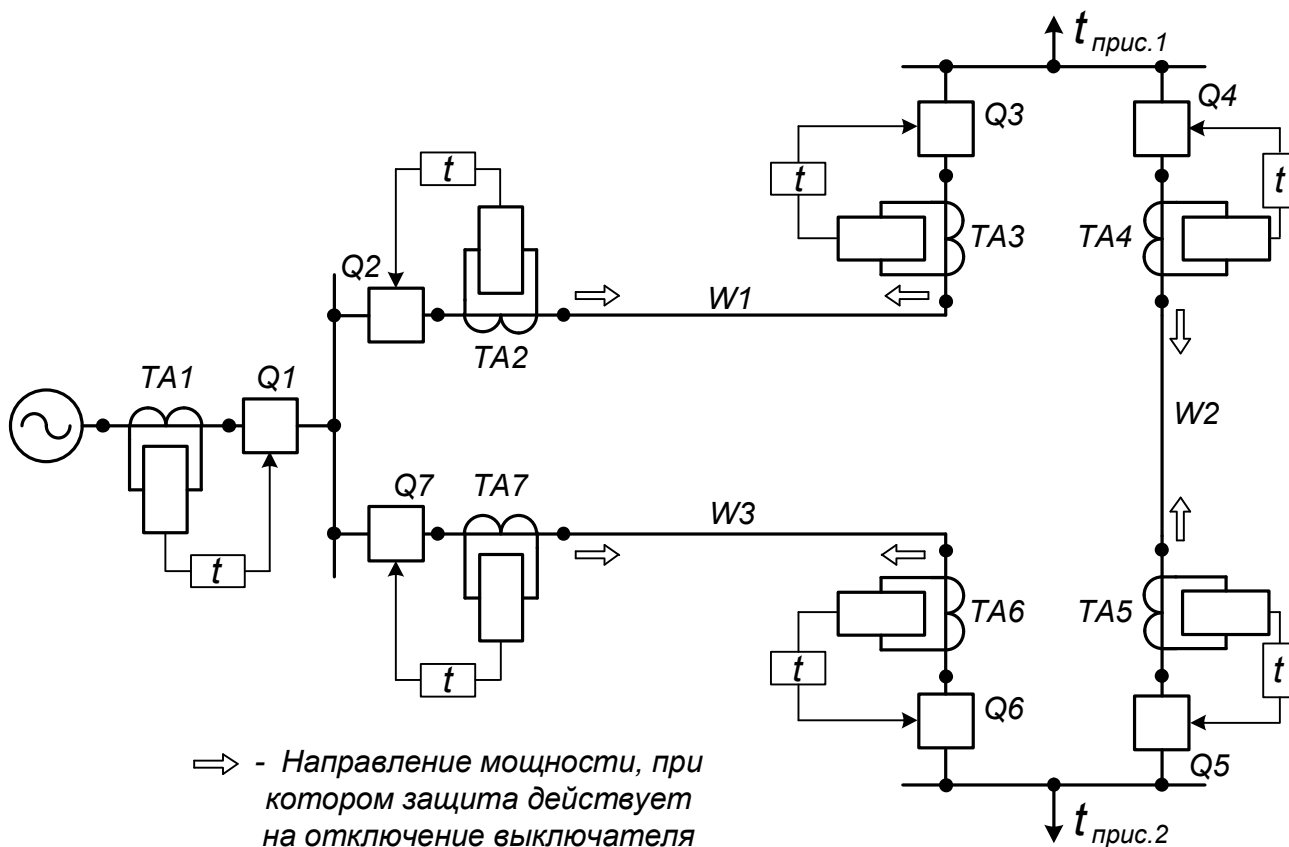


Рис. 15. Схема кольцевой сети и размещение комплектов МНЗ на линиях (номер защиты соответствует номеру выключателя).

Чувствительность защиты

$$k_{\text{ч}} \geq \frac{I_{\text{КЗмин.}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (10.8)$$

где $I_{\text{КЗмин.}}$ – ток двухфазного КЗ на шинах противоположной по отношению к защите подстанции в минимальном режиме работы. Если защита – основная, то $k_{\text{ч}}$ должен быть не менее 1,5; для резервных защит – не менее 1,25.

Величина «мертвой» зоны по напряжению определяется по формуле:

$$l_x = \frac{n_{TV} \cdot n_{TA} \cdot S_{\text{с.р.мин.}}}{\sqrt{3} \cdot z_{\text{уд.}} \cdot (I_{\text{КЗ}}^{(3)})^2 \cdot \cos(\varphi_p + \alpha)}, \quad (10.9)$$

где n_{TV} , n_{TA} – коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока;

$S_{с.р.мин.}$ – минимальная мощность срабатывания реле при токе $I_p = I_{K3}^{(3)} / n_{TA}$. Для реле РБМ-171 и РБМ-271 $S_{с.р.мин.} = S_{с.р.} \cdot (I_p / I_{ном.})$, мощность $S_{с.р.}$ определяется по справочным данным;

$z_{уд.}$ – удельное сопротивление защищаемой линии;

$I_{K3}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на шинах в месте установки защиты;

φ_p – угол сдвига фаз между векторами тока и напряжения, подаваемыми на реле (угол положителен, когда вектор тока \dot{I}_p отстает от вектора напряжения \dot{U}_p). Для 90-градусной схемы включения реле

$$\varphi_p = \arctg \frac{x_{уд.}}{r_{уд.}} - 90^0 \quad (10.10)$$

Здесь $x_{уд.}$ и $r_{уд.}$ – реактивное и активное удельные сопротивления защищаемой линии;

$\alpha = 90^0 - \gamma_U$ – угол, дополняющий до 90^0 угол полного сопротивления цепи напряжения реле мощности γ_U , который берется из справочников.

Величина «мертвой» зоны не должна превышать 10% длины линии.

10.2. Направленная токовая отсечка

Мгновенная токовая отсечка на линиях с двусторонним питанием не должна действовать при КЗ «за спиной», т.е. вне пределов защищаемой линии. Например, отсечка, воздействующая на выключатель $Q2$, не должна работать при КЗ в точке $K2$ (рис. 16).

Выполнить это требование можно, выполняя отсечку направленной. Ток срабатывания определяется из двух условий:

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{K3макс.}, \quad (10.11)$$

$$I_{с.з.} \geq k_n \cdot I_{кач.}, \quad (10.12)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимаемый для реле РТ-40 равным 1,2-1,3, для реле РТ-80 – 1,5-1,6;

$I_{K3макс.}$ – максимальный ток КЗ, протекающий через защиту при повреждении на шинах противоположной подстанции;

$I_{кач.}$ – ток качаний, определяемый по формуле (4.6).

Если при отстройке от тока качаний отсечка окажется слишком заглубленной, то необходимо применить блокировку от качаний, а ток срабатывания определять только по условию (10.11).

Зона действия отсечки определяется графически, аналогично ненаправленной отсечке (см. пункт 4.1), и должна составлять не менее 15- 20% длины линии.

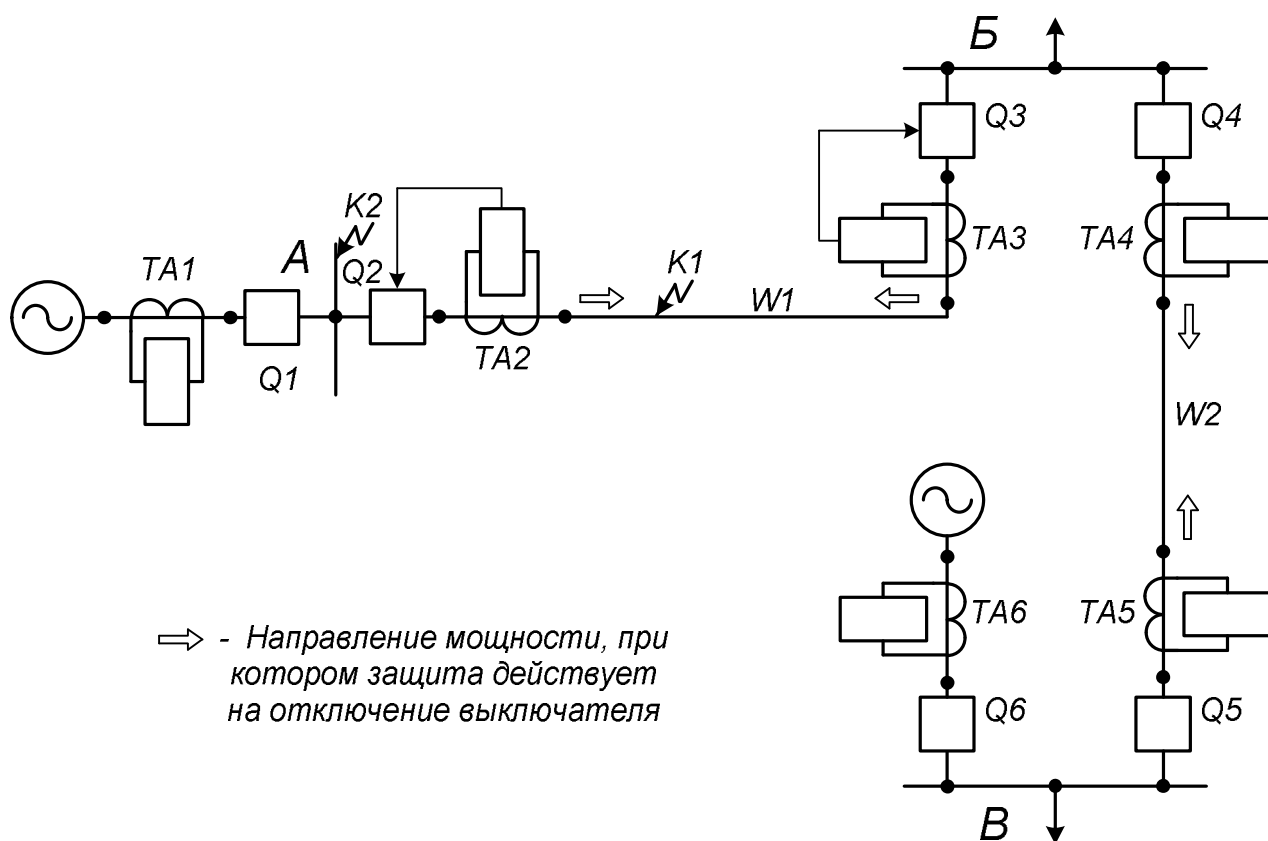


Рис. 16. Токвые отсечки на линиях с двусторонним питанием.

11. ДИСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ

В сетях напряжением до 35 кВ дистанционные защиты применяются в качестве основных в случае, если максимальные токовые защиты в сочетании с токовой отсечкой не обеспечивают требуемой селективности и чувствительности, и в качестве резервных – для параллельных линий с одно- и двусторонним питанием, в том числе и с ответвлениями.

Кроме того, дистанционные защиты применяются в качестве основных в замкнутых и радиальных сетях более высоких напряжений с несколькими источниками питания в случае, если токовые отсечки по току и напряжению со ступенчатой характеристикой выдержек времени не удовлетворяют требованиям чувствительности, селективности и быстроты действия, и в качестве резервных – для линий, оборудованных высокочастотными и продольными дифференциальными защитами, если токовые отсечки по току и напряжению со ступенчатой характеристикой выдержек времени не удовлетворяют требованиям чувствительности.

11.1. Дистанционная защита линии 35-330 кВ

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты ДЗ-1 и ДЗ-4 (для линии W1 – рис. 17):

$$z'_{с.з.1} = 0,85 \cdot z_{W1}, \quad (11.1)$$

где z_{W1} – сопротивление прямой последовательности защищаемой линии.

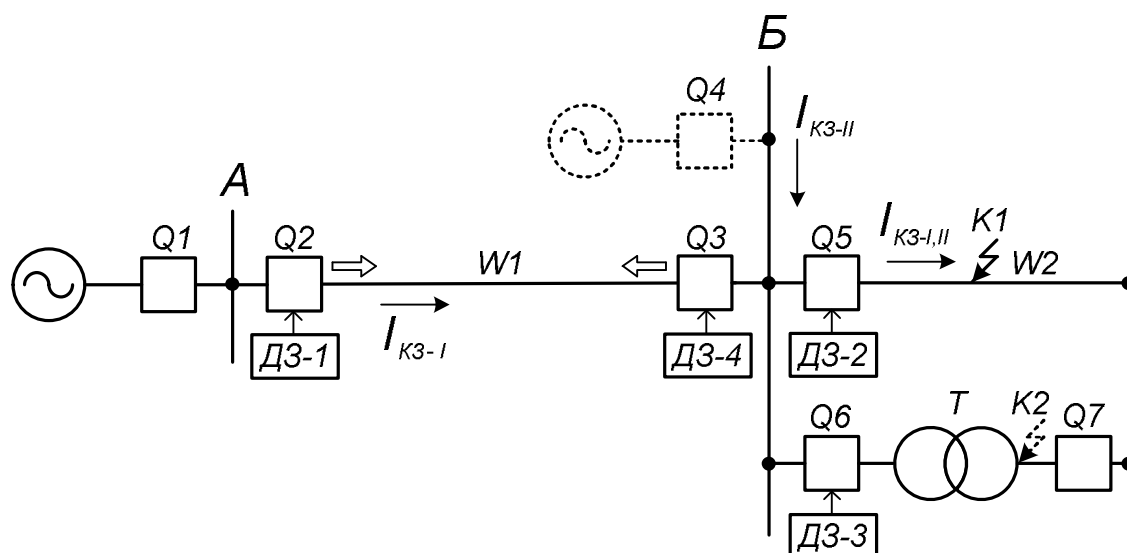


Рис. 17. Выполнение дистанционных защит на участке сети.

Выдержка времени первой ступени

$$t'_{c.3.1} = 0,1 \div 0,2 \text{ с.} \quad (11.2)$$

Сопротивление срабатывания второй ступени защиты ДЗ-1: согласуется по чувствительности с первой ступенью защиты следующей линии:

$$z''_{c.3.1} \leq 0,85 \cdot (z_{W1} + k \cdot z'_{c.3.2}); \quad (11.3)$$

отстраивается от КЗ на шинах среднего или низшего напряжения подстанции *Б* (за трансформатором *T*):

$$z''_{c.3.1} \leq 0,85 \cdot (z_{W1} + z_{T_{мин.}}), \quad (11.4)$$

где k – коэффициент отстройки, равный 0,85-0,9;

$z'_{c.3.2}$ – сопротивление срабатывания первой ступени защиты последующей линии, определяемое по формуле (11.1);

$z_{T_{мин.}}$ – минимальное сопротивление трансформатора (с учетом действия РПН).

Формулы (11.3) и (11.4) используются при наличии источника питания (ИП) только на подстанции *А*. Если источников питания несколько (второй ИП – на подстанции *Б*) – сопротивление срабатывания второй ступени защиты определяется по формулам:

$$z''_{c.3.1} \leq 0,85 \cdot (z_{W1} + k \cdot z'_{c.3.2} \cdot k'_{m/p}), \quad (11.5)$$

$$z''_{c.3.1} \leq 0,85 \cdot (z_{W1} + z_{T_{мин.}} \cdot k''_{m/p}), \quad (11.6)$$

где $k'_{m/p}$ и $k''_{m/p}$ – коэффициенты токораспределения, которые позволяют учесть неравенство токов КЗ, протекающих в разных комплектах дистанционной защиты. Общая формула для этих коэффициентов:

$$k_{m/p} = \frac{I_{КЗ_{посл.}}}{I_{КЗ_{пред.}}}, \quad (11.7)$$

где $I_{КЗ_{посл.}}$ и $I_{КЗ_{пред.}}$ – токи короткого замыкания, проходящие по последующей и предыдущей линиям (считая от источника питания) при замыкании в конце зоны действия первой ступени последующей защиты в максимальном режиме работы предыдущей системы и минимальном режиме работы последующей системы. Для схемы, изображенной на рис. 17, $k'_{m/p}$ определяется при КЗ в точке К1:

$$k'_{m/p} = \frac{I_{K3-I,II}}{I_{K3-I}}. \quad (11.8)$$

Аналогично определяется $k''_{m/p}$, но токи рассчитываются при КЗ в точке К2.

Выдержка времени второй ступени (применительно к ДЗ-1)

$$t''_{c.3.1} \geq t'_{c.3.2} + \Delta t, \quad (11.9)$$

$$t''_{c.3.1} \geq t_{c.3.T(осн)} + \Delta t, \quad (11.10)$$

где $t'_{c.3.2}$ – выдержка времени первой ступени последующей защиты (ДЗ-2);

$t_{c.3.T(осн)}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора T ;

Δt – степень селективности, определяемая по формуле (2.8).

Чувствительность второй ступени защиты

$$k''_ч = \frac{z''_{c.3.1}}{z_{W1}}. \quad (11.11)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,25.

Сопротивление срабатывания третьей ступени

$$z'''_{c.3.1} = \frac{z_{раб.мин.}}{k_H \cdot k_B}. \quad (11.12)$$

где $k_H = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_B = 1,05 \div 1,2$ – коэффициент возврата реле;

$z_{раб.мин.}$ – минимальное рабочее сопротивление, определяемое по формуле

$$z_{раб.мин.} = \frac{U_{раб.мин.}}{\sqrt{3} \cdot k_{зан.} \cdot I_{раб.макс.}}, \quad (11.13)$$

где $U_{раб.мин.}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска электродвигателей, принимаемое равным $(0,8 - 0,9)U_{ном.}$;

$k_{зан.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый в ориентировочных расчетах равным 1,5 - 2,0; более точно определяется расчетом.

Сопротивление срабатывания третьей зоны направленных дистанционных защит

$$z_{\text{раб.мин.}} = \frac{U_{\text{раб.мин.}}}{\sqrt{3} \cdot k_H \cdot k_B \cdot k_{\text{зан.}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{раб.}})}, \quad (11.14)$$

где $\varphi_{\text{м.ч.}}$ – угол максимальной чувствительности, принимаемый равным 65° или 80° – в зависимости от типа реле;

$\varphi_{\text{раб.}}$ – угол, соответствующий нагрузочному режиму линии после отключения внешнего короткого замыкания.

Выдержка времени третьей ступени

$$t_{\text{с.з.1}}''' \geq t_{\text{с.з.2}}''' + \Delta t, \quad (11.15)$$

$$t_{\text{с.з.1}}''' \geq t_{\text{с.з.Т(рез)}} + \Delta t, \quad (11.16)$$

где $t_{\text{с.з.2}}'''$ – выдержка времени третьей ступени последующей защиты (ДЗ-2);

$t_{\text{с.з.Т(рез)}}$ – выдержка времени резервной защиты трансформатора Т.

Чувствительность третьей ступени

$$k_{\text{ч}}''' = \frac{z_{\text{с.з.1}}'''}{z_{\text{КЗмакс.}}}, \quad (11.17)$$

где $z_{\text{КЗмакс.}}$ – наибольшее сопротивление на зажимах реле при коротком замыкании в расчетной точке. При коротком замыкании в конце защищаемой линии $z_{\text{КЗмакс.}} = z_{\text{W1}}$, а при коротком замыкании в конце зоны резервирования, т.е. в конце последующей линии

$$z_{\text{КЗмакс.}} = z_{\text{W1}} + z_{\text{W2}} \cdot k_{\text{т/р.мин.}}, \quad (11.18)$$

где z_{W2} – сопротивление прямой последовательности последующей линии;

$k_{\text{т/р.мин.}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый аналогично (11.7) при замыкании в конце зоны действия второй ступени последующей защиты.

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в конце защищаемой линии должен быть не менее 1,5, а при коротком замыкании в зоне резервирования – не менее 1,2.

В целях снижения выдержки времени третьей ступени (в случае, если коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}''' < 1,2$) сопротивление срабатывания третьей ступени защиты выбирается по формуле

$$z_{\text{с.з.1}}''' \leq 0,85 \cdot \left(z_{\text{W1}} + 0,85 \cdot z_{\text{с.з.2}}'' \cdot k_{\text{т/р.макс.}} \right), \quad (11.19)$$

где $z''_{c.3.2}$ – сопротивление срабатывания второй ступени последующей защиты, определяемое по формулам (11.3) – (11.4) или (11.5) – (11.6). Тогда выдержка времени будет выбираться по формуле

$$t'''_{c.3.1} \geq t''_{c.3.2} + \Delta t, \quad (11.20)$$

где $t''_{c.3.2}$ – выдержка времени второй ступени последующей защиты.

Если же коэффициент чувствительности при выборе уставки срабатывания по выражению (11.14) получится меньше 1,2, то нужно проверить возможность использования реле с эллиптической характеристикой.

Ток срабатывания пусковых органов дистанционной защиты, выполненных с помощью токовых реле:

$$I_{c.з.} = \frac{k_n \cdot k_z}{k_e} \cdot I_{\text{раб.макс.}}, \quad (11.21)$$

где все составляющие определяется аналогично максимальной токовой защите (см. п. 2.1).

Если необходимо обеспечить избирательность поврежденных фаз, то ток срабатывания защиты должен выбираться с учетом второго условия:

$$I_{c.з.} \geq k_n \cdot I_{\text{неп.ф.}}^{(2)}, \quad (11.22)$$

где $k_n = 1,2$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{неп.ф.}}^{(2)}$ – максимальное значение тока в неповрежденной фазе при двухфазном коротком замыкании на защищаемой линии.

Чувствительность токовых органов определяется по формуле (2.6) аналогично максимальной токовой защите и имеет те же численные значения.

Сопротивление срабатывания реле

$$z_{\text{ср.р.}} = z_{c.з.} \frac{n_{TA}}{n_{TV}}, \quad (11.23)$$

где n_{TA} и n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения.

11.2. Дистанционная защита распределительных сетей 6-20 кВ с сетевым резервированием

Дистанционная защита применяется в распределительных сетях для повышения чувствительности и для снижения времени отключения коротких замыканий.

Сопротивление срабатывания защиты при коротком замыкании в конце защищаемой линии

$$z_{c.з.} = k_q \cdot z_{W1}, \quad (11.24)$$

где k_q – коэффициент чувствительности, равный 1,5;

z_{W1} – сопротивление защищаемой линии.

Сопротивление срабатывания защиты при коротком замыкании в зоне резервирования (т.е. на последующей линии)

$$z_{c.з.} \leq k'_q \cdot (z_{W1} + z_{W2}), \quad (11.25)$$

где $k'_q = 1,2$ – коэффициент чувствительности;

z_{W1} и z_{W2} – сопротивления защищаемой и последующей линий.

Сопротивление срабатывания защиты при коротком замыкании в зоне резервирования за трансформатором

$$z_{c.з.} \leq k'_q \cdot (z_{W1} + z_T). \quad (11.26)$$

Сопротивление срабатывания защиты по условию отстройки от минимального значения сопротивления нагрузки

$$z_{c.з.} \leq \frac{0,9 \cdot U_{ном.}}{\sqrt{3} \cdot k'_H \cdot k_B \cdot k_{зан.} \cdot I_{раб.макс.}}, \quad (11.27)$$

где $U_{ном.}$ – номинальное линейное напряжение сети;

$k_{зан.}$ – коэффициент запуска двигателей, определяемый расчетом;

$k_B = 1,3$ – коэффициент возврата защиты;

$k'_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный ток нагрузки линии.

Сопротивление срабатывания защиты по условию согласования с последующей дистанционной защитой

$$z_{c.з.1} \leq 0,85 \cdot (z_{W1} + z_{c.з.2}). \quad (11.28)$$

Сопротивление срабатывания защиты по условию согласования с последующей максимальной токовой защитой

$$z_{c.з.} \leq \frac{U_{ном.}}{2 \cdot k_H \cdot I_{c.з.}} - z_{сист.мин.}, \quad (11.29)$$

где $I_{c.з.}$ – ток срабатывания последующей максимальной токовой защиты;

$k_H = 1,15 \div 1,2$ – коэффициент надежности;

$z_{сист.мин.}$ – сопротивление системы до места установки дистанционной защиты в минимальном режиме работы сети.

Определяющее значение сопротивления срабатывания защиты выбирается по наименьшему значению сопротивлений, рассчитанных по формулам (11.25) – (11.29).

Сопротивление срабатывания реле – аналогично (11.23):

$$z_{ср.р.} = z_{с.з.} \frac{n_{TA}}{n_{TV}}$$

Характеристики выдержек времени комплектов защит в рассматриваемых сетях, как правило, – плавные: время действия защиты $t_{с.з.}$ непрерывно (обычно – прямолинейно) изменяется с изменением расстояния l от места установки защиты до места повреждения. Такие характеристики показаны на рис. 18 (для упрощения – только для защит, установленных на левых концах линий).

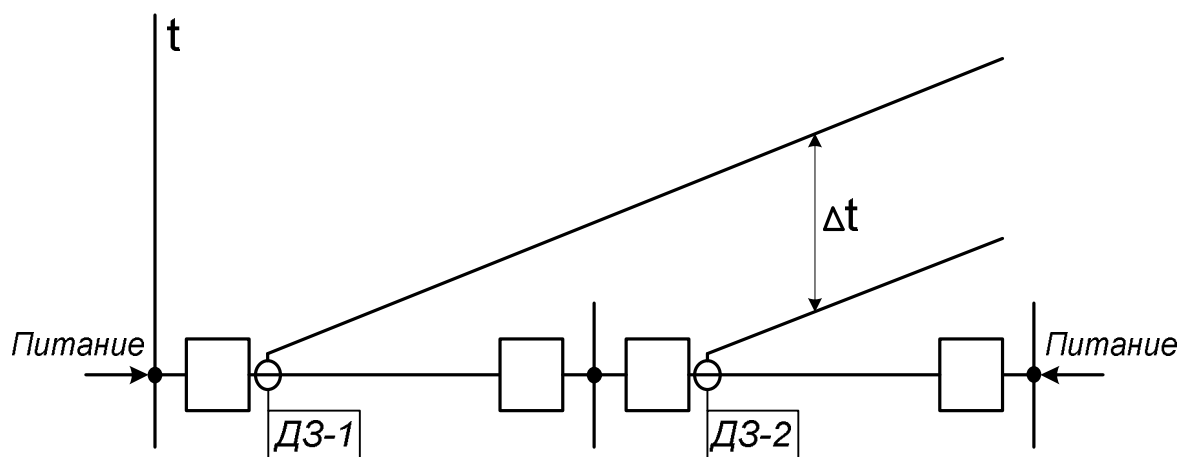


Рис. 18. Плавные характеристики выдержки времени.

Как видно из рисунка, защиты направленные (не действуют при $l < 0$) и каждая предыдущая защита резервирует последующую. Так, при отказе защиты ДЗ-2 действует с бóльшей выдержкой времени защита ДЗ-1. Разница во времени действия двух защит при повреждении в любой точке должна быть не меньше ступени селективности Δt .

Выдержка времени защиты

$$t_{с.з.1} = 0,9 \cdot z_{с.з.1} \cdot a, \quad (11.30)$$

где a – коэффициент наклона временной характеристики.

При согласовании времени действия двух смежных дистанционных защит при коротком замыкании в конце защищаемой линии, коэффициент a определяется по формуле

$$a_1 = \frac{t_0 + \Delta t}{z_{W1}}, \quad (11.31)$$

где $t_0 = 0,25 - 0,5$ с. – независимая выдержка времени в начале зоны действия последующей защиты;

Δt – ступень селективности, равная 0,5-0,6 с.

При коротком замыкании в зоне резервирования

$$a_2 = \frac{a_{\text{носл.}} \cdot (z''_{\text{с.з.1}} - z_{W1}) + \Delta t}{z''_{\text{с.з.1}}}, \quad (11.32)$$

За расчетное значение a , определенное по (11.31) и (11.32), берется большее.

При согласовании времени действия дистанционной защиты с последующей максимальной токовой или с предохранителями, коэффициент a определяется при коротких замыканиях в конце зоны действия дистанционной защиты и в зоне резервирования:

$$a_1 = \frac{t_1 + \Delta t}{z_{W1}}, \quad (11.33)$$

$$a_2 = \frac{t_2 + \Delta t}{z_{\text{с.з.}}}, \quad (11.34)$$

где t_1 – время действия максимальной токовой защиты с зависимой выдержкой времени или время плавления плавких вставок предохранителей при двухфазном КЗ в основной зоне;

t_2 – то же в зоне резервирования.

Ток двухфазного КЗ в конце зоны действия дистанционной защиты определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ном.}}}{2 \cdot (z_{\text{с.з.1}} + z_{\text{с.мин.}})}, \quad (11.35)$$

где $z_{\text{с.мин.}}$ – минимальное сопротивление системы до места установки защиты.

Время плавления плавких вставок определяется по типовым ампер-секундным характеристикам при расчетном значении тока двухфазного КЗ

$$I_{\text{КЗрасч.}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КЗмин.}}^{(2)}}{k'_H \cdot k''_H}, \quad (11.36)$$

где k'_H – коэффициент надежности, равный 1,1 - 1,2;

$k''_H = 1,2$ – коэффициент, учитывающий неточность работы предохранителей.

За расчетное значение коэффициента a принимается большее из полученных по выражениям (11.33) и (11.34).

12. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ РЕЗЕРВНОГО ПИТАНИЯ (АВР)

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путем автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования (рис. 19).

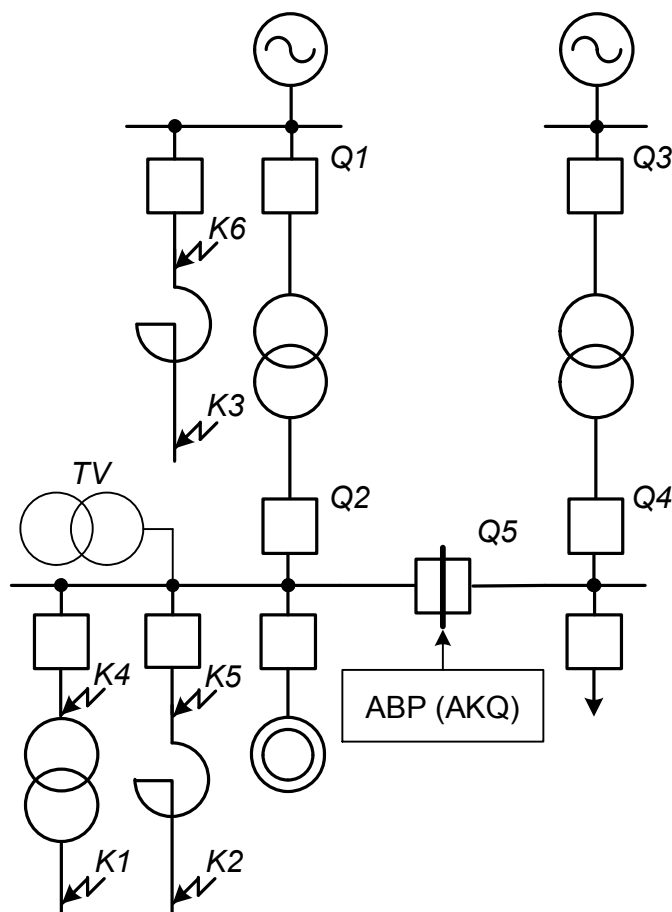


Рис. 19. Пример применения АВР.

Пусковые органы минимального напряжения должны срабатывать только при полном исчезновении напряжения и не должны приходить в действие при понижении напряжения, вызванном удаленными КЗ или самозапуском двигателей. Например, на рис. 19: пусковые органы могут работать при отключении выключателей $Q1$ или $Q2$, либо при КЗ в точках $K4$, $K5$ или $K6$. Если же повреждение – в точках $K1$, $K2$ или $K3$, устройство АВР не должно запускаться.

Для выполнения этого требования напряжение срабатывания реле минимального напряжения выбирается по следующим условиям:

$$U_{с.р.1} \leq \frac{U_{ост.КЗ}}{k_n \cdot k_B \cdot n_{TV}}, \quad (12.1)$$

$$U_{c.p.1} \leq \frac{U_{c/зан.}}{k_n \cdot k_{\kappa} \cdot n_{TV}}, \quad (12.2)$$

где $U_{ост.КЗ}$ – наименьшее остаточное напряжение при трехфазном КЗ за реакторами ($K2$, $K3$) и за трансформатором ($K1$);

$U_{c/зан.}$ – наименьшее напряжение при самозапуске двигателей после отключения коротких замыканий;

$k_n = 1, 2 \div 1, 3$ – коэффициент надежности;

k_{κ} – коэффициент возврата реле, определяемый из справочников.

За расчетное значение напряжения срабатывания реле принимается меньшее. В практических расчетах обычно условия (12.1) и (12.2) выполняются при

$$U_{c.p.1} = (0,25 - 0,4) \cdot U_{ном.} \quad (12.3)$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР. Такими зонами являются участки до реакторов (точки $K5$, $K6$) и до трансформатора (точка $K4$) на рис. 19. Следовательно:

$$t_{1AKQ} = t'_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (12.4)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{p.z.макс} + \Delta t, \quad (12.5)$$

где $t'_{p.z.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{p.z.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, определяемая по (2.8).

Более надежным вариантом пускового органа АВР является использование минимального реле напряжения и минимального реле тока, контакты которых включены последовательно. Ток срабатывания пускового органа минимального тока

$$I_{c.p.1} \leq \frac{I_{мин.нагр.}}{k_n'' \cdot n_{ТА}}, \quad (12.6)$$

где $I_{мин.нагр.}$ – минимальный ток нагрузки трансформатора;

$k_n'' = 1,5$ – коэффициент надежности.

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения и тока

$$t_{1AKQ} = t'_{p.z.макс} + \Delta t. \quad (12.7)$$

АВР теряет смысл, если отсутствует напряжение на резервном источнике.
Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{с.р.2} \geq \frac{U_{мин.раб.}}{k'_н \cdot k_в \cdot n_{TV}}, \quad (12.8)$$

где $U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

$k'_н = 1,1 \div 1,2$ – коэффициент надежности.

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ) должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания (на рис. 19 – Q5):

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (12.9)$$

где $t_{зап.} = 0,2 \div 0,3$ с – время запаса;

$t_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя (определяется по справочникам).

13. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА (АЧР)

При крупных авариях, связанных с отключением генераторов или с разделением энергосистемы на отдельные районы, дефицит активной мощности может достигать большой величины, что приводит к заметному понижению частоты и, как следствие, – к снижению вращающего момента на валах электродвигателей. В первую очередь это отражается на работе собственных нужд электрических станций, особенно тепловых. В таких условиях наиболее надежным и, что особенно важно, быстродействующим средством восстановления баланса активной мощности генераторов и потребителей является отключение нагрузки, выполняемое автоматической частотной разгрузкой – АЧР.

13.1. Автоматическая частотная разгрузка первой категории (АЧР-I)

Это быстродействующая категория разгрузки, назначение которой – предотвратить значительное снижение частоты. Выполняется в виде нескольких очередей (ступеней) разгрузки, имеющих различные уставки по частоте.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме:

$$f_{ав.} = f_{нач.} - \frac{P_{деф.} \cdot f_{нач.}}{P_{нагр.} \cdot k_{р.э.н.}}, \quad (13.1)$$

где $f_{нач.}$ – начальная частота в энергосистеме до аварии;

$P_{деф.}$ – максимально возможный дефицит мощности;

$P_{нагр.}$ – мощность нагрузки до аварии;

$k_{р.э.н.} = 1,5 \div 2,5$ – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки.

Диапазон уставок срабатывания очередей АЧР-I по частоте:

$$f_{ср.I} = 48,5 \div 46,5 \text{ Гц.} \quad (13.2)$$

Степень селективности между очередями по частоте:

$$\Delta f = 0,1 \text{ Гц.} \quad (13.3)$$

Степень селективности по времени первых очередей АЧР-I:

$$\Delta t = 0,25 \div 0,3 \text{ с.} \quad (13.4)$$

Мощность потребителей подключенных к АЧР-I (в относительных единицах):

$$P_{АЧР-I} = P_{деф.} + 0,05 - P_{рез.}, \quad (13.5)$$

где $P_{def.}$ – максимально возможный дефицит мощности в системе;
 $P_{рез.}$ – величина учитываемой части резерва мощности;
 $0,05$ – пятипроцентный запас от нагрузки энергосистемы.

13.2. Автоматическая частотная разгрузка второй категории (АЧР-II)

Эта категория разгрузки предназначена для подъема частоты после действия устройств АЧР-I, а также для предотвращения «зависания» частоты на недопустимо низком уровне и снижения ее при сравнительно медленном увеличении дефицита активной мощности.

Диапазон уставок срабатывания по частоте:

$$f_{ср. II} = 48,5 \div 48,8 \text{ Гц.} \quad (13.6)$$

Уставки срабатывания по времени:

$$t_{мин. II} = 10 \div 15 \text{ с,} \quad (13.7)$$

$$t_{макс. II} = 60 \text{ с,} \quad (13.8)$$

а в условиях возможной мобилизации мощности на ГЭС –

$$t_{макс. II} = 90 \text{ с.} \quad (13.9)$$

Степень селективности между очередями по времени:

$$\Delta t = 3 \text{ с.} \quad (13.10)$$

Мощность потребителей, подключаемых к АЧР-II:

$$P_{АЧР-II} = 0,4 \cdot P_{АЧР-I}. \quad (13.11)$$

13.3. Дополнительная категория АЧР

Дополнительная разгрузка по частоте применяется в том случае, если дефицит мощности превышает данные, приведенные в табл. 5, в результате чего частота на станции может снизиться до 45 Гц и ниже.

Постоянная инерции в практических расчетах определяется по формуле:

$$T_u = \frac{\Sigma(T_T + T_G) \cdot P_G + \Sigma(T_D + T_M) \cdot P_D}{P_{баз.}}, \quad (13.12)$$

где T_T , T_G , T_D , T_M – постоянные инерции турбин, генераторов, двигателей и механизмов, определяемые из каталогов на соответствующее оборудование или из справочников; P_G , P_D – мощности генераторов и двигателей; $P_{баз.}$ – базисная мощность нагрузки энергосистемы до аварии, принимаемая равной номинальной.

**Предельно допустимый по условиям снижения частоты
дефицит мощности $P_{\text{деф.пред.}}$**

Постоянная инерции, T_u , с	$P_{\text{деф.пред.}}$, относительные единицы, при времени действия АЧР-I, $t_{\text{АЧР-I}}$, с		
	0,3	0,5	0,7
10 – 12	0,65 – 0,75	0,55 – 0,65	0,45 – 0,55
13 – 14	0,75 – 0,80	0,65 – 0,70	0,55 – 0,60
15 – 16	0,80 – 0,85	0,70 – 0,75	0,60 – 0,65

Мощность нагрузки, подключаемая к дополнительной категории АЧР

$$P_{\text{АЧР-доп.}} = k_n \cdot \left(P_{\text{деф.}} - P_{\text{нагр.}} \cdot \frac{P_{\text{деф.пред.}}}{100} \right), \quad (13.13)$$

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

$P_{\text{деф.пред.}}$ – предельно допустимое по условиям снижения частоты (ниже 45 Гц) значение дефицита мощности, определяемое по табл. 5. Если данных о постоянной инерции T_u нет, $P_{\text{деф.пред.}}$ можно принимать равным 0,45.

13.4. Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ)

Частотное АПВ применяется:

на подстанциях без постоянного дежурства персонала и не оборудованных телеуправлением присоединений, отключаемых от АЧР;

в энергосистемах, где возможно снижение частоты при коротких замыканиях и срабатывание АЧР, имеющих выдержку времени до 0,5 с;

в энергосистемах, имеющих резерв мощности на ГЭС, который обеспечивает восстановление частоты, но спустя время, достаточное для срабатывания устройств АЧР;

в энергосистемах для автоматизации восстановления питания потребителей, отключаемых устройствами АЧР, путем кратковременного поднятия частоты до 50,5–51 Гц.

Уставки возврата реле частоты

$$f_{\text{в}} = 49,2 \div 50 \text{ Гц.} \quad (13.14)$$

Минимальная уставка по времени

$$t_{\text{мин.}} = 10 \div 20 \text{ с.} \quad (13.15)$$

Максимальная уставка по времени выбирается из конкретных условий работы энергосистемы и возможности ликвидации дефицита мощности за счет восстановления параллельной работы источников питания.

Степень селективности по времени

$$\Delta t = 5 \text{ с.} \quad (13.16)$$

14. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ (АПВ)

Устройства АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах электростанции и подстанций, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны максимальную токовую защиту, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

14.1. Однократное трехфазное АПВ линий с односторонним питанием

Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{г.п.} + t_{зан.}, \quad (14.1)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл. Q} + t_{зан.}, \quad (14.2)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{гот. Q} - t_{вкл. Q} + t_{зан.}, \quad (14.3)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{в.защ.} - t_{вкл. Q} + t_{зан.}, \quad (14.4)$$

где $t_{г.п.}$ – время готовности привода, равное 0,2-1 с, в зависимости от типа привода;

$t_{д.с.}$ – время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,07 – 0,08 с для линий напряжением до 35 кВ; 0,15 с – для линий напряжением 110 кВ; 0,3 с – для линий напряжением 220 кВ и 0,35-0,40 с – для линий напряжением 330-500 кВ;

$t_{вкл. Q}$ – время включения выключателя;

$t_{гот. Q}$ – время готовности выключателя;

$t_{в.защ.}$ – время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания;

$t_{зан.} = 0,4 \div 0,5$ с – время запаса.

Выдержка времени на возврат

$$t_{АПВ-2} \geq t_{АПВ-1} + t_{вкл. Q} + t_{PЗмакс.} + t_{откл. Q} + t_{зан.}, \quad (14.5)$$

$$t_{АПВ-2} \geq t_{наузыл}, \quad (14.6)$$

где $t_{PЗмакс.}$ – максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ;

$t_{откл.Q}$ – время отключения выключателя;

$t_{наузы1}$ – время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 10 – 15 с.

В реле РПВ-58 и РПВ-358 время возврата реле обеспечивается временем заряда конденсатора:

$$t_{зар.} = R \cdot C \cdot \ln \frac{U_{пит.}}{U_{пит.} - U_{сраб.KL}}, \quad (14.7)$$

где R – сопротивление зарядного резистора, Ом;

C – емкость конденсатора, Ф;

$U_{пит.}$ – напряжение питания, принимаемое равным $1,05U_{ном.}$, В;

$U_{сраб.KL}$ – напряжение срабатывания промежуточного реле устройства РПВ, В.

Если $t_{зар.} \geq t_{АПВ-2}$, однократность действия АПВ обеспечена.

14.2. Двукратное АПВ линий с односторонним питанием

Двукратное АПВ применяется на одиночных воздушных линиях напряжением 35 кВ и выше в случаях, когда эти линии отходят от подстанции без обслуживающего персонала или без телеуправления.

Уставки по времени на срабатывание и возврат в первом цикле – $t'_{АПВ-1}$ и $t'_{АПВ-2}$ – определяются аналогично однократному АПВ по формулам (14.1) – (14.6).

Выдержка времени на срабатывание во втором цикле

$$t''_{АПВ-1} \geq t_{наузы1}, \quad (14.8)$$

Выдержка времени на возврат во втором цикле

$$t''_{АПВ-2} \geq t''_{АПВ-1} + t_{вкл.Q} + t_{PЗмакс.} + t_{откл.Q} + t_{зар.}, \quad (14.9)$$

$$t''_{АПВ-2} \geq t_{наузы2}, \quad (14.10)$$

где $t_{наузы2}$ – время, допустимое по условиям работы выключателей, принимается равным 20 – 60 с.

14.3. АПВ линий с двусторонним питанием

При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Действие устройств АПВ на выключатели должно быть согласованным и осуществляться только однократно.

Выдержка времени на срабатывание:

$$(14.11)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{з.н.} + t_{зан.},$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}, \quad (14.12)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2макс.} - t_{защ.1мин.} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с.} + t_{зан.}, \quad (14.13)$$

где $t_{защ.2макс.}$ и $t_{защ.1мин.}$ – максимальная и минимальная выдержки времени защит на обоих концах защищаемой линии;

$t_{откл.Q2}$ и $t_{откл.Q1}$ – время отключения выключателей с обеих сторон линии;

$t_{вкл.Qi}$ – время включения выключателя с расчетной стороны линии.

Выдержка времени на возврат определяется по формулам (14.5) и (14.6).

Для того чтобы порядок подачи команд от устройств АПВ на выключатели можно было изменять по мере необходимости, дополнительно устанавливаются устройства контроля отсутствия напряжения на линии – КОН, и контроля наличия напряжения – КНН (рис. 20).

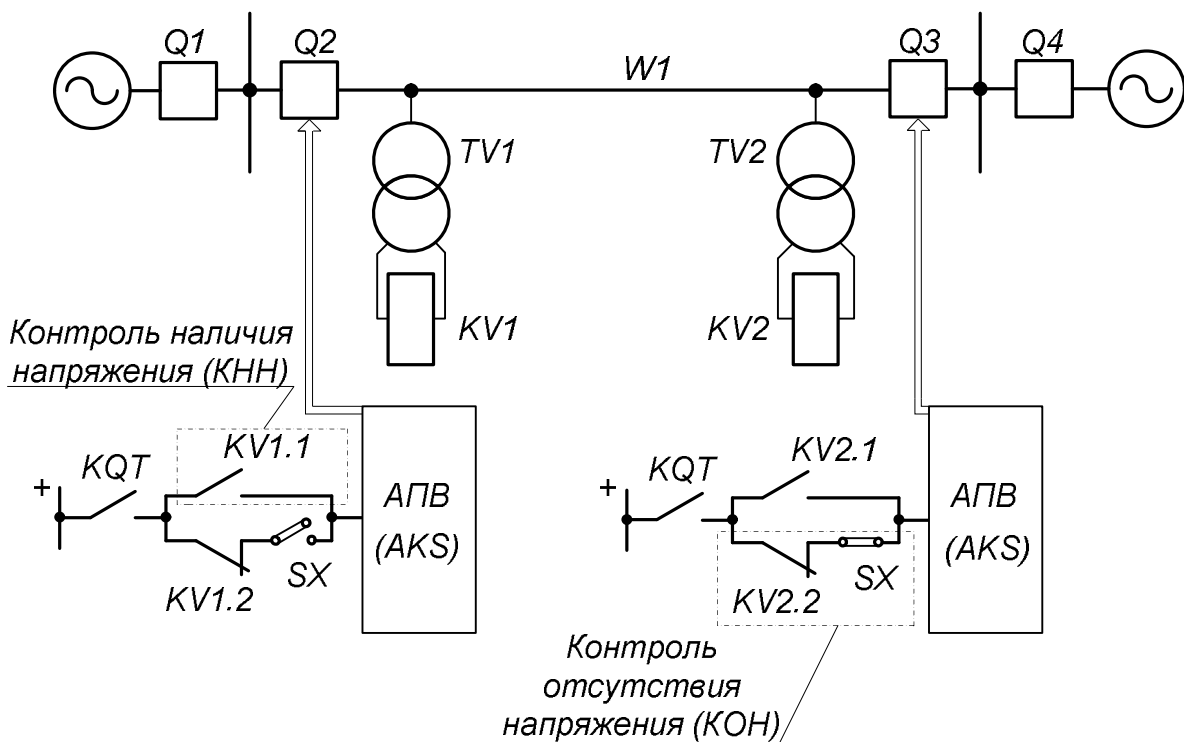


Рис. 20. АПВ на линии с двусторонним питанием, в комплекты которого введены устройства контроля напряжения.

Благодаря этому попытка включения от АПВ на устойчивое КЗ происходит только один раз – с той стороны, где контролируется отсутствие напряжения. Уставка минимального реле, реализующего КОН:

$$U_{с.КОН} \leq \frac{(0,4 \div 0,5) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}}. \quad (14.14)$$

Включение выключателя с другой стороны будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранено и линия держит напряжение. Уставка реле, контролирующего наличие напряжения:

$$U_{с.КНН} \geq \frac{(0,7 \div 0,8) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}}. \quad (14.15)$$

Для устройства АПВ, работающего с КНН, требования (14.11) и (14.12) не являются обязательными, а условие (14.13) принимает вид:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.макс.} - t_{защ.1.мин.} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} + t_{зан.}. \quad (14.16)$$

Изменяя положение накладок *SX* (рис. 20), функции КОН и КНН можно менять местами.

Отключение межсистемной транзитной линии *WI* зачастую приводит к нарушению балансов мощности в обеих системах и, соответственно, к отклонению частоты от номинальной. В результате срабатывание АПВ с КНН будет сопровождаться появлением «точки несинхронного включения». Бросок возникающего при этом уравнивающего тока отражается на работе генераторов (появляются дополнительные электромагнитные моменты, представляющие опасность для механической прочности вращающихся частей машин), трансформаторов (динамические усилия в обмотках, вызванные протеканием сквозного сверхтока, могут вызвать их деформацию) и энергосистемы в целом (возможен переход системы в более или менее длительный асинхронный режим). Поэтому в зависимости от конкретных условий в качестве трехфазного АПВ с КНН могут применяться следующие типы устройств: несинхронное – НАПВ, быстродействующее – БАПВ, с ожиданием (контролем) синхронизма – АПВОС, с улавливанием синхронизма – АПВУС и с самосинхронизацией – АПВС.

14.4. Несинхронное АПВ (НАПВ)

Несинхронное АПВ может применяться на одиночных (без шунтирующих связей) линиях с двусторонним питанием. Расчет НАПВ сводится к проверке допустимости включения с неограниченным углом между векторами одноименных фаз источников питания ИП1 и ИП2 по концам электропередачи.

Соответственно этому нормированы максимально допустимые значения (в долях от номинального) тока несинхронного включения с углом 180^0 :

для турбогенераторов и гидрогенераторов при учете возможных повышений относительных значений ЭДС соответственно до 1,2 и до 1,5

$$I_{\text{нес.вкл.}} \leq \frac{0,625}{x_d''}, \quad (14.17)$$

– для синхронных компенсаторов

$$I_{\text{нес.вкл.}} \leq \frac{0,84}{x_d''}, \quad (14.18)$$

– для трансформаторов

$$I_{\text{нес.вкл.}} \leq \frac{100}{U_k(\%)}, \quad (14.19)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генераторов и синхронных компенсаторов;

$U_k(\%)$ – напряжение КЗ трансформаторов;

$I_{\text{нес.вкл.}}$ – максимально возможный ток несинхронного включения (периодическая составляющая), о.е.:

$$I_{\text{нес.вкл.}} = \frac{U_C + E_G''}{x_{\text{экв.С}} + x_W + x_{\text{экв.Г}}} = \frac{U_C + E_G''}{x_{\Sigma}}, \quad (14.20)$$

где x_{Σ} – суммарное сопротивление между ЭДС генератора E_G'' и напряжением энергосистемы U_C , о.е.

Если расчет несинхронного АПВ ведется при значениях частоты и напряжения, отличающихся от номинальных не более чем на 5%, то токи несинхронного включения можно увеличить на 13% для турбогенераторов и на 35% – для гидрогенераторов.

В формуле (14.20) ток определяется без учета нагрузки. Если в результате проверки допустимая кратность токов будет превышена, то необходимо учесть влияние нагрузки, которая вводится в расчет следующими параметрами:

$$E_{\text{нагр.}}'' = 0,9; \quad x_{\text{нагр.}} = 0,35. \quad (14.21)$$

Допускается в устройстве несинхронного АПВ с одной стороны линии выполнять контроль наличия напряжения с уставкой срабатывания

$$U_{c.p.} = \frac{(0,7 \div 0,8) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}} \quad (14.22)$$

14.5. Быстродействующее АПВ (БАПВ)

Применяется на одиночных (без шунтирующих связей) линиях с двусторонним питанием, оборудованных быстродействующими выключателями и быстродействующими релейными защитами.

Первое условие допустимости БАПВ:

$$\delta_{вкл.} \leq \delta_{доп.}, \quad (14.23)$$

где $\delta_{доп.}$ – допустимое значение угла по условиям динамической устойчивости;

$\delta_{вкл.}$ – угол включения:

$$\delta_{вкл.} = \delta_{нач.} + 9000 \cdot P_W \cdot \left(\frac{1}{P_{Г\Sigma 1} \cdot T_{u1}} + \frac{1}{P_{Г\Sigma 2} \cdot T_{u2}} \right) \cdot t_{БАПВ}^2 \quad (14.24)$$

Здесь $\delta_{нач.}$ – начальный угол, обусловленный нагрузкой в доаварийном режиме, град;

P_W – мощность, передаваемая по ЛЭП до ее отключения, МВт;

$P_{Г\Sigma 1}$, $P_{Г\Sigma 2}$ – суммарные мощности генераторов в разделившихся частях энергосистемы, МВт;

T_{u1} , T_{u2} – постоянные инерции вращающихся масс в разделившихся частях энергосистемы, с;

$t_{БАПВ}$ – время цикла БАПВ, определяемое по выражению:

$$t_{БАПВ} = t_{р.з.} + t_{откл.Q} + t_{б.п.}, \quad (14.25)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия релейной защиты, принимаемое равным 0,09-0,11 с для высокочастотных защит, 0,08-0,12 с – для токовых отсечек и для защит нулевой и обратной последовательности;

$t_{откл.Q}$ – время отключения выключателя;

$t_{б.п.}$ – время бестоковой паузы, которое должно быть больше времени деионизации среды $t_{д.с.}$ (см. пункт 14.1).

Второе условие допустимости БАПВ:

$$\delta_{вкл.} \leq \delta_{доп.м}, \quad (14.26)$$

где $\delta_{\text{доп.м}}$ – предельно допустимый угол, при котором электромагнитный момент, возникающий в генераторе, не превышает значений, соответствующих КЗ на его выводах.

Расчет по этому условию ведется в следующем порядке. По кривым, приведенным на рис. 21, для угла $\delta_{\text{вкл.}}$ определяется коэффициент k_{δ} , на который должны быть умножены правые части выражений (14.17), (14.18) и (14.19). Далее расчет ведется аналогично несинхронному АПВ.

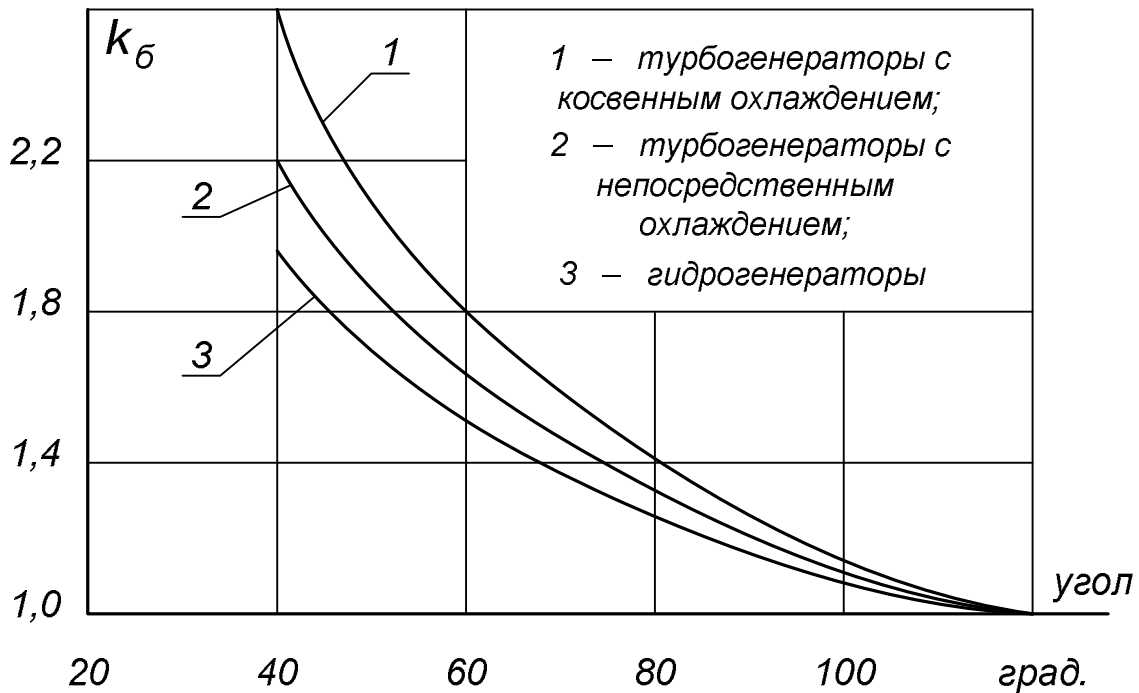


Рис. 21. Расчетные кривые для условия (14.26).

14.6. АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС)

Назначение АПВОС – осуществление АПВ как при синхронизме напряжений, так и при потере синхронизма, если разность частот несинхронных напряжений мала. Обычно данный тип устройства устанавливается на линиях, имеющих параллельные шунтирующие связи достаточной пропускной способности. Повторное включение линии обеспечивается только при работающих шунтирующих связях, когда возможно сохранение синхронной работы источников питания. В ремонтном режиме (параллельные связи отключены) АПВОС, как правило, не работает.

Условие допустимости АПВОС

$$\delta_{\text{вкл.}} = 45 \div 55^{\circ}. \quad (14.27)$$

Выдержка времени на срабатывание для того конца линии, где проверяется отсутствие встречного напряжения, определяется по выражениям (14.11), (14.12) и (14.13).

Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения

$$U_{cp.POH} = \frac{(0,4 \div 0,5) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}} \quad (14.28)$$

Напряжение срабатывания реле контроля наличия напряжения

$$U_{cp.PNH} = \frac{(0,7 \div 0,8) \cdot U_{ном.}}{n_{TV}} \quad (14.29)$$

Цепь КНН (см. пункт 14.3) дополняется контактом реле контроля синхронизма – KSS (рис. 22, в).

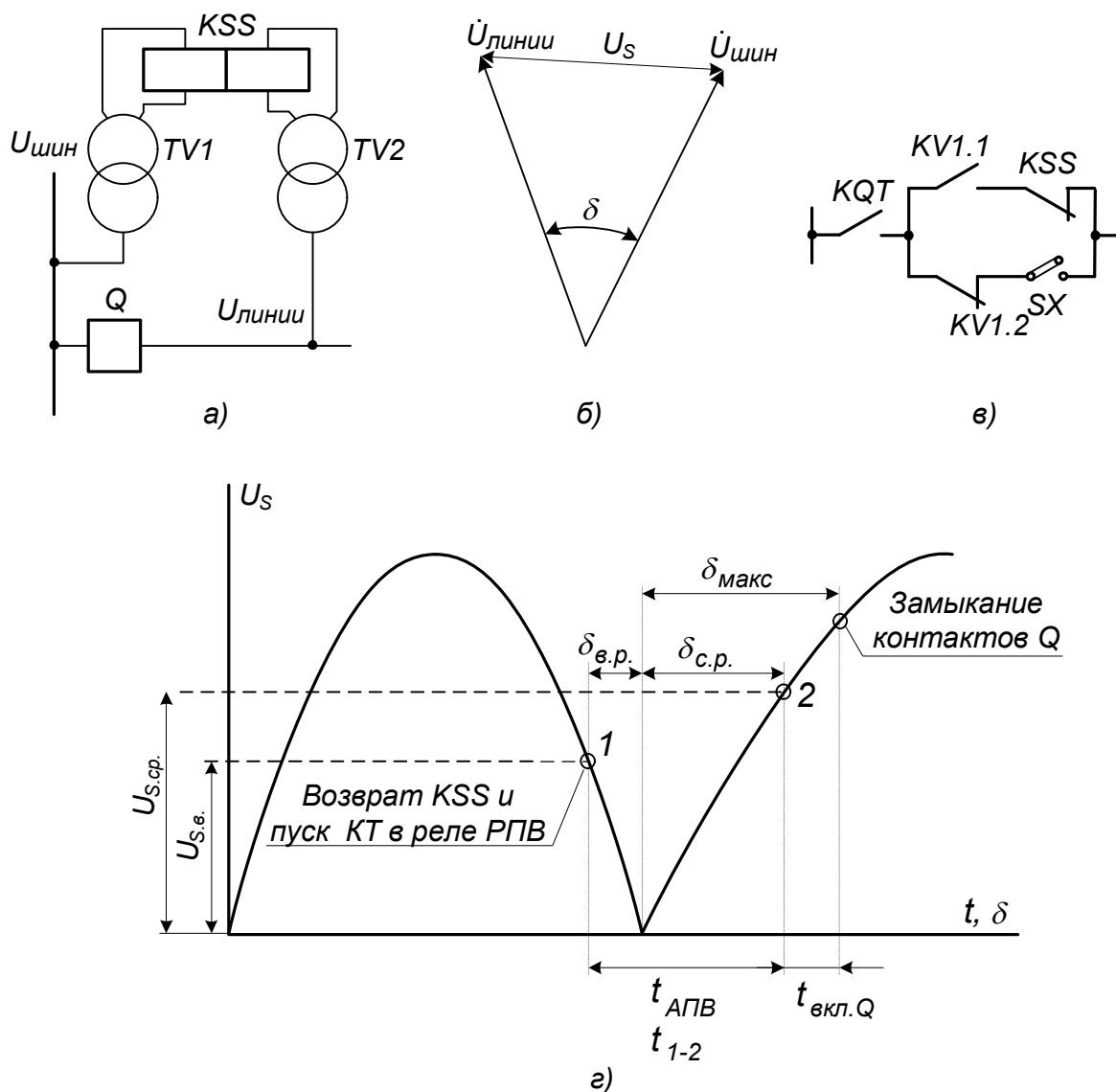


Рис. 22. Работа АПВОС: а – схема включения KSS; б – векторная диаграмма напряжений, подаваемых на KSS; в – фрагмент цепи пуска АПВ; г – диаграмма, поясняющая работу реле KSS.

Контакт реле KSS замкнут от момента 1, соответствующего углу $\delta_{в.р.}$, до момента 2, которому соответствует угол $\delta_{с.р.}$ (рис. 22, г). В момент 1 запускается устройство АПВ. Если $t_{1-2} \geq t_{АПВ}$, то в момент 2 или чуть раньше будет подана команда на включение выключателя. Если $t_{1-2} < t_{АПВ}$, то реле времени в устройстве АПВ не успевает замкнуть контакты и включения выключателя не происходит.

Углы $\delta_{в.р.}$ и $\delta_{с.р.}$ связаны соотношением:

$$\delta_{в.р.} = k_{в.} \cdot \delta_{с.р.}, \quad (14.30)$$

где $k_{в.} = 0,8$ – коэффициент возврата реле KSS . Поэтому достаточно оговорить условия, которым должен отвечать угол $\delta_{с.р.}$.

Угол срабатывания реле контроля синхронизма выбирается максимально возможным с учетом следующих соображений:

при наличии шунтирующих связей $\delta_{с.р.}$ должен быть больше действительного угла между векторами напряжений:

$$\delta_{с.р.} = k_{н.} \cdot \delta_{нагр.макс.}, \quad (14.31)$$

где $k_{н.}$ – коэффициент надежности, равный 1,2 – 1,3;

$\delta_{нагр.макс.}$ – максимальный угол сдвига фаз сравниваемых напряжений, обусловленный нагрузкой шунтирующей связи:

$$\delta_{нагр.макс.} = 2 \cdot \arcsin \left(\frac{0,5 \cdot \Delta U_{расч.макс}}{U} \right). \quad (14.32)$$

В формуле (14.32) $\Delta U_{расч.макс}$ – максимальная расчетная геометрическая разность напряжений по обеим сторонам отключенного выключателя при равенстве этих напряжений по амплитуде: $U_{шин} = U_{линии} = U$, соответствующая наибольшей мощности, которую можно передать по шунтирующей связи:

$$P_{ш.св.} = \frac{U^2}{x_{ш.св.}} \cdot \sin(\delta_{нагр.макс.}). \quad (14.33)$$

Если амплитуды напряжений различны, то

$$\delta_{нагр.макс.} = \arccos \left(\frac{U_{шин} + U_{линии} - \Delta U_{расч.макс}}{2 \cdot U_{шин} \cdot U_{линии}} \right); \quad (14.34)$$

при отсутствии шунтирующей связи, когда разделившиеся части энергосистемы работают несинхронно, АПВОС не должно допустить замыкания линии в транзит при большом δ , т.к. включение будет сопровождаться значительным током тока и может привести к возникновению асинхронного хода. Исходя из этого

$$\delta_{с.р.} = \delta_{макс.} \cdot \frac{t_{АПВ}}{k_H \cdot (1 + k_B) \cdot t_{вкл.Q} + t_{АПВ}}, \quad (14.35)$$

где $k_H = 1,1$ – коэффициент надежности. Остальные обозначения соответствуют рис. 22, на котором $\delta_{макс.}$ – максимально допустимый угол включения – $70 \div 75^\circ$.

Чем больше выдержка времени $t_{АПВ}$ и чем меньше уставка срабатывания реле KSS – $\delta_{с.р.}$, тем меньше разность частот, при которой схема АПВОС допускает включение:

$$f_s = \frac{\delta_{с.р.} \cdot (1 + k_B)}{t_{АПВ} \cdot 360}. \quad (14.36)$$

Предельное скольжение, соответствующее этой разности частот:

$$s_{пр.} = \frac{\delta_{вкл.} - \delta_{с.р.}}{t_{вкл.Q} \cdot f_{ном.} \cdot 360} \cdot 100\% \leq s_{пр.доп.}, \quad (14.37)$$

где $f_{ном.}$ – номинальная частота;

$s_{пр.доп.} = (0,2 - 0,4)\%$ – предельно допустимое скольжение.

В формулы (14.36) и (14.37) значения углов подставляются в градусах.

14.7. АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС)

Применяется на одиночных и параллельных транзитных линиях, не имеющих шунтирующих связей, при невозможности использования НАПВ или БАПВ. От АПВОС отличается более совершенным элементом контроля синхронизма, позволяющим осуществлять АПВ с ограниченным углом включения при предельных скольжениях, намного больших, чем у АПВОС. Ниже дан алгоритм расчета АПВУС, действующего по принципу синхронизатора с постоянным углом опережения. Схема устройства приведена на рис. 23.

В комплекте, выполняющем функции контроля отсутствия напряжения, накладка SX устанавливается в положение 0–1 (рис. 23, в). Выключатель этой стороны линии включается первым, производя опробование. Если линия держит напряжение, начинает работать комплект на противоположной стороне. У этого, второго комплекта, накладка SX вообще не устанавливается.

В момент времени 1 (рис. 23, г) возвращается реле $KSS1$ (реле $KSS2$ в этот момент еще находится в состоянии срабатывания, поэтому контакт $KSS2.1$ замкнут, а $KSS2.2$ – разомкнут), и запускается реле времени $KT1$. Скольжение контролируется на протяжении угла контроля $\delta_k = \delta_{в.KSS1} - \delta_{в.KSS2}$.

Включение разрешается, если реле $KT1$ успеет замкнуть контакт $KT1.2$ раньше, чем произойдет возврат реле $KSS2$, т.е. если

$$\omega_s \leq \frac{\delta_{в.KSS1} - \delta_{в.KSS2}}{t_{АПВ}} \quad (14.38)$$

Команда на включение подается в момент времени 2 – при возврате реле $KSS2$, с углом опережения $\delta_{он.} = const$.

Угол включения

$$\delta_{вкл.} = 45 \div 55^0 \quad (14.39)$$

Чтобы АПВУС происходило при больших значениях скольжения, этот угол можно увеличить до максимального значения $\delta_{вкл.макс.} = (70 - 75)^0$, но тогда необходимо произвести расчет тока несинхронного включения – аналогично НАПВ, а для систем с преобладанием ГЭС провести расчет динамической устойчивости.

Выдержка времени на срабатывание устройства АПВ комплекта, в котором осуществляется контроль отсутствия напряжения – $t_{КТ2.1}$, определяется по формулам (14.11), (14.12) и (14.13). Выдержка времени на возврат этого комплекта – по формулам (14.5) и (14.6).

Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения

$$U_{ср.КВ1} = \frac{(0,4 \div 0,6) \cdot U_{ном.}}{n_{ТВ}} \quad (14.40)$$

Выдержка времени на срабатывание устройства АПВУС – $t_{КТ1.2}$:

$$t_{КТ1.2} = \frac{(\delta_{в.KSS1} - \delta_{в.KSS2}) \cdot t_{вкл.Q}}{\delta_{вкл.макс} + \delta_{в.KSS2}}, \quad (14.41)$$

где $\delta_{в.KSS1} = (60 - 90)^0$ – угол возврата реле $KSS1$;

$\delta_{в.KSS2} = 30^0$ – угол возврата реле $KSS2$;

$t_{вкл.Q}$ – время включения выключателя.

Предельное скольжение, при котором возможно АПВУС:

$$s_{нр.} = \frac{\delta_{вкл} + \delta_{в.KSS2}}{t_{вкл.Q} \cdot f_{ном.} \cdot 360} \cdot 100\% \leq s_{нр.дон.}, \quad (14.42)$$

где $s_{np.доп.} = (2 - 4)\%$ – предельно допустимое скольжение.

В формулу (14.42) значения углов подставляются в градусах.

15. ВКЛЮЧЕНИЕ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

15.1. Включение генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации

Разрешается включение следующих типов генераторов:
гидрогенераторов вне зависимости от типа, мощности и схемы присоединения;

турбогенераторов, работающих в блоке с трансформаторами;

турбогенераторов мощностью до 3000 кВт;

турбогенераторов мощностью более 3000 кВт, работающих на сборные шины, если периодическая составляющая переходного тока не превышает 3,5 номинального тока генератора.

Периодическая составляющая переходного тока при включении генератора

$$I_{пер.} = \frac{U_C}{x'_d + x_C} \leq 3,5 \cdot I_{ном.ген.}, \quad (15.1)$$

где $U_C = 1,05 \cdot U_{ном} / \sqrt{3}$ – напряжение электрической сети до включения, приведенное к ступени генератора;

x'_d – относительное переходное реактивное сопротивление генератора, принимаемое из справочников;

x_C – приведенное к мощности генератора относительное реактивное сопротивление электрической сети, определяемое по схеме замещения.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток по рекомендации заводов-изготовителей величина периодической составляющей переходного тока принимается меньше:

$$I_{пер.} \leq 2,8 \cdot I_{ном.ген.} .$$

Остаточное напряжение на шинах генератора

$$U_{ост.} = \frac{U_C \cdot x'_d}{x'_d + x_C} \leq U_{доп.раб.}, \quad (15.2)$$

где $U_{доп.раб.}$ – допустимое рабочее напряжение.

Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения на выводах генератора

$$U_{ср.} = \frac{(0,1 \div 0,3) \cdot U_{ном.ген.}}{n_{ТВ}} . \quad (15.3)$$

Выдержка времени синхронизатора:

$$t_{КТ} = 1 \div 2 \text{ с.} \quad (15.4)$$

15.2. Синхронизатор с постоянным углом опережения

Точная синхронизация позволяет включить генератор на параллельную работу с сетью в условиях, близких к идеальным. Правда, рассматриваемый синхронизатор имеет недостаток: если частоты генератора и системы очень близки, то включение возможно раньше момента оптимума, с углом ошибки $\delta_{ош.}$.

Максимальная величина угла ошибки

$$\delta_{ош.макс.} = 2 \arcsin \frac{I_{доп.} \cdot x_C}{2 \cdot U_{ном}}, \quad (15.5)$$

где $I_{доп.}$ – допустимый ток (периодическая составляющая), принимаемый равным номинальному току синхронизируемого генератора;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;

x_C – суммарное сопротивление синхронизируемой сети:

$$x_C = x''_{dG1} + x_{св.} + x''_{dG2}.$$

Здесь x''_{dG1} и x''_{dG2} – сверхпереходные сопротивления по продольной оси синхронизируемых генераторов;

$x_{св.}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление элементов связи между генераторами.

Напряжение срабатывания реле, определяющего заданный угол опережения

$$U_{ср.KV2} = 2 \cdot \frac{U_{ном}}{n_{TV}} \cdot \sin \frac{\delta_{ош.макс.}}{2}. \quad (15.6)$$

Максимальная величина скольжения

$$\omega_{s.макс.} = \frac{2 \cdot \delta_{ош.макс.}}{t_{вкл.Q}}, \quad (15.7)$$

где $t_{вкл.Q}$ – время включения выключателя.

Напряжение срабатывания реле $KV1$, запускающего узел контроля скольжения

$$U_{ср.KV1} = 2 \cdot \frac{U_{ном}}{n_{TV}} \cdot \sin \frac{\omega_{s.макс.} \cdot (t_{вкл.Q} + t_k)}{2}, \quad (15.8)$$

где $t_k = 0,3 \div 0,5$ с – время работы реле времени, входящего в узел контроля скольжения.

16. РЕЛЕЙНАЯ ФОРСИРОВКА И РАСФОРСИРОВКА ВОЗБУЖДЕНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Устройства релейной форсировки возбуждения (УРФ) применяются как основной вид регулирования возбуждения на генераторах и синхронных компенсаторах мощностью менее 2500 кВт (за исключением электростанций, работающих изолированно, или в энергосистемах небольшой мощности). Как дополнительная мера, УРФ применяется в сочетании с автоматическим регулированием возбуждения (АРВ) на всех остальных генераторах и синхронных компенсаторах.

Устройства расфорсировки возбуждения применяются на гидрогенераторах для ограничения повышения напряжения на выводах.

Напряжение срабатывания устройства релейной форсировки возбуждения

$$U_{ср.Ф} = \frac{U_{ном}}{k'_г \cdot k_n}, \quad (16.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора;

$k_n = 1,05$ – коэффициент надежности;

$k'_г$ – коэффициент возврата реле минимального напряжения.

Напряжение срабатывания устройства релейной расфорсировки возбуждения

$$U_{ср.РФ} = k_n \cdot \frac{U_{ном}}{k''_г}, \quad (16.2)$$

где $k''_г$ – коэффициент возврата реле максимального напряжения.

17. НАЗНАЧЕНИЕ И КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Развитие объединенных электроэнергетических систем (ОЭС), сооружение тепловых и гидравлических электростанций большой мощности и протяженных линий электропередачи сверх- и ультравысокого напряжения повышает надежность и экономичность электроснабжения потребителей. Но при этом заметно усложняются задачи управления.

Режимы работы и структура крупных энергетических объединений имеют ряд особенностей:

- работа дальних электропередач с малыми запасами по динамической и статической устойчивости в нормальных и послеаварийных условиях;

- наличие дальних линий электропередачи 330-750 кВ, одностороннее отключение которых может вызвать опасное для оборудования повышение напряжения в сети;

- вероятность существования асинхронных режимов, возникающих вследствие нарушения устойчивости, несинхронного АПВ и др.;

- наличие слабых связей между энергосистемами (слабой называется связь, пропускная способность которой составляет менее 10% мощности меньшей из энергосистем). По условиям устойчивости требуется жесткое ограничение активной мощности, передаваемой по слабым связям;

- наличие небольших энергосистем, связанных с мощными центрами генерации. В аварийных режимах возможны набросы активной и реактивной мощности на небольшие энергосистемы, что сопровождается опасными повышениями частоты и напряжения.

Нарушение нормального режима при больших возмущениях происходит весьма быстро, предотвратить и ликвидировать его действиями обслуживающего персонала практически невозможно.

Опасность нарушения нормального режима может возникнуть также и при слабых возмущениях, например при медленном увеличении передаваемой по линии мощности, приводящем к нарушению статической устойчивости.

В связи с этим возникла необходимость непрерывно контролировать:

- опасные перегрузки линий электропередачи, вызванные непредвиденными изменениями балансов мощности в одной или нескольких связанных между собой ЭЭС;

- набросы мощности на внутрисистемные электропередачи и межсистемные связи при внезапных отключениях генераторов или нагрузке в одной из ЭЭС;

- внезапные отключения одной из межсистемных связей, угрожающие нарушением динамической устойчивости;

- разрывы мощных электропередач, вызывающие набросы мощности на слабые шунтирующие линии более низкого напряжения и опасное повышение частоты в энергосистемах;

- затяжные КЗ, отключаемые действием резервных защит или УРОВ;

неполнофазные режимы, появляющиеся в цикле ОАПВ или при отказах отдельных фаз выключателей;

одностороннее отключение протяженных участков ЛЭП СВН, вызывающее повышение напряжения, опасное для оборудования;

возникновение асинхронного режима.

Для решения перечисленных выше задач используются различные средства противоаварийной автоматики (ПА). Основные требования, предъявляемые к противоаварийной автоматике, такие же, как и у релейной защиты. Они сводятся к обеспечению быстродействия, чувствительности, селективности, надежности. Требование быстродействия вызвано тем, что задержка управляющего воздействия приводит к необходимости увеличивать его интенсивность и, более того, может сделать его бесполезным. Для удовлетворения требований чувствительности и селективности желательно, чтобы интенсивность управляющего воздействия была минимально необходимой для выполнения функционального назначения автоматики.

По своему функциональному назначению устройства ПА могут быть разделены на четыре основные группы [18].

В первую группу входят устройства, предназначенные для предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ) и действующие в следующих случаях:

при сбросах передаваемой мощности во время КЗ и в циклах АПВ (ОАПВ, БАПВ, ТАПВ);

при опасных перегрузках электрических связей, вызванных аварийными изменениями схемы, нарушениями балансов мощности, отклонениями частоты и т. д.

Эти устройства производят дозированные воздействия на разгрузку электропередачи:

снижением генерируемой мощности (*отключение части генераторов – ОГ, импульсная разгрузка турбин и ограничение их мощности в послеаварийном режиме*) в избыточной части энергосистемы (энергообъединения);

отключением менее ответственной нагрузки (*АЧР, САОН*) и в ряде случаев быстрой мобилизацией резервов мощности – в дефицитной части;

одновременным воздействием на изменение балансов мощности обеих частей энергообъединения, если это необходимо для ограничения отклонения частоты (*сбалансированное воздействие автоматики*);

выделение тепловых и атомных электростанций (или части энергоблоков) на питание местной нагрузки или нагрузки собственных нужд.

К этой же группе относятся устройства автоматики, осуществляющие управление устройствами продольной и поперечной компенсации: *форсировку* установки продольной компенсации и *отключение шунтирующих реакторов* электропередач сверхвысокого напряжения.

Реже используются устройства противоаварийного управления, предназначенные для *электрического торможения генераторов, быстрой разгрузки гидротурбин, форсированной мобилизации вращающихся резервов*

мощности конденсационных турбин, увеличения мощности теплофикационных турбин временным снижением отборов тепла, автоматического изменения уставок АРВ генераторов отпавной электростанции, управления мощностью электропередач и вставок постоянного тока и некоторые другие.

К *второй группе* относятся устройства, ликвидирующие асинхронные режимы (*АЛАР, АПАХ, делительная автоматика*). При недопустимости даже кратковременного асинхронного режима эти устройства осуществляют деление сети по первым признакам нарушения устойчивости (в некоторых случаях деление может осуществляться по признакам аварии, неизбежно приводящей к возникновению асинхронного режима).

При допустимости кратковременного асинхронного режима устройства этой группы могут использоваться для осуществления управляющих воздействий, облегчающих ресинхронизацию несинхронно работающих частей ЭЭС. Если ресинхронизация неуспешна, устройства *АЛАР* должны осуществлять деление ЭЭС, предотвращая затяжной асинхронный режим.

К *третьей группе* относятся устройства, предназначенные для автоматического ограничения повышений частоты и напряжения (*АОПЧ* и *АОПН*) и ограничения снижений этих параметров (*АОСЧ* и *АОСН*).

Устройства *АОПЧ* при опасном повышении частоты действуют на отключение части агрегатов электростанции (*ОГ*), в первую очередь – гидроагрегатов; резервные устройства *АОПЧ* осуществляют отделение ТЭС со сбалансированной нагрузкой.

Устройства *АОПН* при опасном повышении напряжения действуют на *включение* отключенных шунтирующих реакторов и на отключение ВЛ, являющихся источниками избыточной реактивной мощности (обычно односторонне включенные линии), а также на отключение автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, если произошел отказ выключателя линии и опасное повышение напряжения не устранено (резервное действие).

Система *АОСЧ*, предотвращающая развитие аварии из-за опасного снижения частоты, включает устройства, осуществляющие:

автоматическую частотную разгрузку – отключение части менее ответственных потребителей (*АЧР*);

автоматический частотный ввод резерва ГЭС;

дополнительную разгрузку при больших местных дефицитах мощности;

выделение части генераторов (или электростанций относительно небольшой мощности) на район со сбалансированной нагрузкой или на питание собственных нужд электростанций.

К этой группе с известной условностью могут быть отнесены устройства, осуществляющие автоматическое ограничение перегрузки оборудования (*АОПО*).

Устройства *АОСН*, предотвращая опасные снижения напряжения, создающие угрозу возникновения лавины напряжения и нарушения работы ответственных потребителей, осуществляют отключение части менее

ответственных потребителей; эти устройства действуют также на отключение шунтирующих реакторов электропередач, а в некоторых случаях – на изменение уставок **АПВ** генераторов электростанций дефицитного по реактивной мощности района.

В четвертую группу входят устройства противоаварийной автоматики, способствующие (наряду с устройствами **АПВ** разных типов) восстановлению нормальных схемы и режима. Эти устройства осуществляют:

автоматический ввод резервного источника питания (**АВР**);

пуск резервных гидрогенераторов ГЭС и перевод их из режима СК в активный режим;

аварийный набор мощности агрегатами ТЭС;

обратное включение потребителей, отключенных устройствами АЧР (ЧАПВ) и САОН, и др.

17.1. Отключение генераторов (ОГ)

Широкое развитие автоматика разгрузки отключением генераторов (ОГ) получила с вводом в эксплуатацию мощных Волжских ГЭС и дальних электропередач 400–500 кВ. В дальнейшем она стала одним из основных средств повышения устойчивости электропередач от крупных ГЭС, блочных ТЭС и АЭС. Особенностью разгрузки с использованием автоматики ОГ является ее дискретный характер; по мере увеличения единичной мощности агрегатов ступени разгрузки возрастают, и с этим связаны загроубление дозировки и некоторая (иногда существенная) избыточность управляющих воздействий. Разгрузка в целях обеспечения устойчивости электропередач от ГЭС может осуществляться только с помощью автоматики ОГ, и такая разгрузка вполне допустима по условиям эксплуатации оборудования этих станций. Для электропередач от ТЭС и АЭС в настоящее время также может использоваться автоматика ОГ, однако для этих электростанций такой способ разгрузки не является ни единственно возможным, ни оптимальным по условиям эксплуатации оборудования [18].

На блочных ТЭС и АЭС используются два способа ОГ: отключение выключателя генератора (с последующим закрытием клапанов турбины) и закрытие стопорного клапана турбины (с последующим отключением выключателя генератора). Первый из этих способов обеспечивает более быструю разгрузку, что иногда необходимо по условиям динамической устойчивости, но не исключает возможности разгона турбины в случае неполного закрытия клапанов. Второй способ более безопасен для оборудования (имеет преимущественное применение на АЭС), но при этом разгрузка осуществляется в течение примерно 0,8 с от момента подачи управляющего сигнала, что снижает ее эффективность как средства повышения динамической устойчивости.

17.2. Специальная автоматика отключения нагрузки (САОН)

Если мощность генераторов и синхронных компенсаторов приемной части ЭЭС достаточна для предотвращения опасных снижений напряжения во всей области устойчивых режимов, причиной нарушения **статической** устойчивости при перегрузке электропередачи является увеличение угла между векторами эквивалентных ЭДС генерирующей и приемной частей системы. Для сохранения устойчивости необходимо разгрузить электропередачу, отключая наименее ответственную нагрузку в приемной части. Устройства, обеспечивающие оценку минимально необходимого размера разгрузки и осуществляющие собственно отключение, получили название **специальной автоматики отключения нагрузки (САОН)**.

Отключение нагрузки наносит ущерб потребителям энергосистемы и потому должно использоваться только в тех случаях, когда другие управляющие воздействия недостаточны или неэффективны, а действие САОН позволяет предотвратить нарушения, приводящие к еще большему народнохозяйственному ущербу.

Вынужденная работа ряда основных электропередач с пониженными запасами устойчивости позволяет снять ограничения потребителей но увеличивает вероятность аварийных нарушений, сопровождающихся работой САОН или АЧР. Опыт эксплуатации показывает, что ущерб от увеличения аварийных отключений нагрузки составляет лишь ничтожную долю возможного ущерба, связанного с необходимостью длительных ограничений потребителей для увеличения запасов устойчивости этих ЛЭП до нормативных значений.

При опасной перегрузке или ослаблении схемы связи действие САОН в приемной части обеспечивает выход на послеаварийный режим с сохранением требуемого запаса **статической устойчивости**. Как средство повышения **динамической** устойчивости САОН практически не используется из-за малой эффективности, хотя в некоторых случаях его действие проявляется и в облегчении динамического перехода.

Другой основной причиной все более широкого использования САОН является концентрация генерирующих мощностей и увеличение количества относительно небольших энергосистем, дефицит мощности которых покрывается перетоками по связям с мощным энергообъединением. Перегрузка такой связи или ослабление ее схемы не может быть устранена действием автоматики снижения генерируемой мощности в основной части энергообъединения. Единственным средством сохранения устойчивости связи оказывается работа САОН в малой по мощности дефицитной части системы. Применение этой автоматики целесообразно, если нагрузка, отключаемая для сохранения устойчивости связи, составляет 50% и менее нагрузки, которая неизбежно отключилась бы устройствами АЧР в дефицитной части при ее отделении от энергообъединения.

Пуск САОН необходимо выполнять с контролем различных факторов, а также их сочетаний, например: ослабления схемы связи; роста угла

передачи; опасного снижения напряжения. Разрешается воздействие САОН на отключение потребителей, присоединенных к устройствам АЧР; при этом объем АЧР должен быть достаточен на случай отказа САОН и полной потери связи с дефицитной частью энергообъединения.

Выбор расчетного объема САОН должен производиться с учетом неравномерности графика нагрузки отключаемых потребителей.

Как локальные устройства, так и централизованные системы САОН имеют, как правило, несколько ступеней разгрузки с возможностью дозировки воздействия в соответствии с тяжестью аварии.

17.3. Автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ)

В энергетических системах в случае большого отклонения скорости вращения роторов генераторов от синхронной возникают асинхронные режимы, которые сопровождаются:

глубокими периодическими колебаниями величины и знака мощности на зажимах генератора и линий электропередачи, связывающих электростанции или части систем, вышедшие из синхронизма;

периодическими понижениями напряжения, особенно заметными в электрическом центре качаний;

различием частот в различных точках системы и протеканием больших токов качаний.

Основными причинами асинхронного режима являются: работа синхронной машины при потере возбуждения, ресинхронизация генераторов после нарушения устойчивости, самосинхронизации генераторов, АПВ с самосинхронизацией или без контроля синхронизма, асинхронный пуск двигателей, компенсаторов, групповой самозапуск электродвигателей и т.п.

Колебания тока в асинхронном режиме достигают больших величин, которые иногда превышают токи КЗ, что особенно опасно для оборудования и потребителей электроэнергии, поэтому для предотвращения возможных повреждений электрооборудования, а также нарушения устойчивости, система с помощью специальных устройств должна быть разделена на несинхронно работающие части.

Устройства, производящие автоматическое разделение системы, называются делительной автоматикой, либо автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ), либо автоматикой ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

По принципу действия устройства делительной автоматики делятся на три основные группы.

К первой группе относятся устройства делительной автоматики, действующие без выдержки времени и реализующие выходную команду еще до того, как наступит асинхронный режим, т.е. когда угол между векторами Э.д.с. начинает приближаться к предельному углу $\delta_{пр.}$, при котором еще сохраняется

параллельная работа. В этом случае разделение энергосистемы не сопровождается биениями тока и напряжения.

Ко второй группе относятся устройства делительной автоматики, реализующие выходную команду после заранее заданного числа циклов колебаний электрических величин с периодом, не превышающим заданное значение, или при прохождении угла δ через значения 0-90-180-270-360°.

К третьей группе относятся устройства делительной автоматики, реализующие выходную команду через заранее установленное время, если за это время не прекратился асинхронный режим, вызывающий поочередное срабатывание пускового органа с заданной периодичностью.

17.4. Автоматика ограничения опасных повышений напряжения (АОПН)

Наиболее частая причина действия автоматики от повышения напряжения – разрыв электропередачи или одностороннее отключение линии. Для выявления повышения напряжения в неполнофазных режимах автоматика выполняется в пофазном исполнении. В случае присоединения к шинам более чем одной линии правильный выбор подлежащей отключению линии обеспечивается пофазным контролем стока реактивной мощности. Уставки автоматики по напряжению выбираются в пределах $(1,15-1,25)U_{НОМ}$ для электропередач 500 кВ. На подстанциях с шунтирующими реакторами автоматика действует с несколькими ступенями выдержки времени: с первой ступенью (1–2 с) производится включение отключенных шунтирующих реакторов; если это не привело к возврату реле максимального напряжения, то со второй ступенью выдержки (2–5 с) отключаются линии, по которым произошел наброс реактивной мощности; если напряжение не снизилось (например, из-за отказа выключателя линии), с третьей ступенью (4–6 с) отключаются трансформаторы и шунтирующие реакторы (при необходимости – с воздействием на устройство УРОВ).

Автоматика от повышения напряжения не должна действовать при повышениях напряжения, вызванных синхронными и асинхронными качаниями; выполнение этого требования облегчается наличием контроля стока реактивной мощности. Выдержки времени второй и третьей ступеней многоступенчатой автоматики должны быть отстроены от времени срабатывания резервных защит и пауз АПВ.

При выборе уставок по времени должны быть учтены требования селективности действия на последовательных участках электропередачи.

17.5. Автоматика ограничения опасных повышений частоты (АОПЧ)

Повышение частоты в отделившейся части энергосистемы с избыточной мощностью ГЭС может привести к тому, что скорость вращения роторов турбогенераторов станет больше синхронной. При этом серьезно возрастают механические нагрузки на бандажи и клинья, фиксирующие элементы ротора генератора, и на лопатки турбины. Работа автоматов

безопасности паровых турбин практически безрезультатна, т.к. разгон обусловлен внешним фактором – наличием электрической связи турбогенераторов с ГЭС.

Поэтому в тех случаях, когда генерирующая мощность ГЭС не менее чем на 20% превышает суммарную нагрузку выделенной энергосистемы или ее части, следует применять надежно резервированную автоматику, предотвращающую опасное для паровых турбин повышение частоты. Автоматика от повышения частоты, *отключающая часть генераторов ГЭС*, во многих случаях способна предотвратить опасные для энергосистемы режимы. Для обеспечения эффективного действия АОПЧ в условиях многообразия возможных схем и режимов необходимо применять не менее двух ступеней разгрузки и выбирать для первой ступени относительно низкую уставку – 51,5 Гц.

С целью дополнительного резервирования установленных на ГЭС устройств предписывается там, где это возможно по схемным и режимным условиям устанавливать делительную автоматику по частоте, действующую на *выделение* тепловых электростанций или их частей с примерно сбалансированной нагрузкой. Эта автоматика должна быть отстроена по частоте от автоматики, действующей при повышении частоты на ГЭС. Допустимый диапазон уставок делительной автоматики от повышения частоты должен быть в пределах 51,0–53,5 Гц.

17.6. Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)

Как известно, напряжение поддерживается генерированием или потреблением реактивной мощности синхронными генераторами, синхронными компенсаторами с реверсивным возбуждением, реакторно-конденсаторными управляемыми источниками реактивной мощности, включением и отключением шунтирующих реакторов, устанавливаемых по концам ЛЭП СВН. Обычно автоматика, действующая при снижении или повышении напряжения, реализуется простыми ступенчатыми релейно-контактными устройствами. Характерным примером является устройство релейной форсировки возбуждения, рассмотренное в разделе 16.

Автоматика ограничения снижения напряжения, вызванного дефицитом мощности и угрожающего развитием лавины напряжения, выполняется многоступенчатой. Каждая ступень содержит по два минимальных реле напряжения с близким к единице коэффициентом возврата ($k_g = 1,03 \div 1,05$). Это обеспечивает малую величину ступени при настройке измерительной части АОСН. Например, напряжение срабатывания для трех ступеней [8]:

$$U_{ср.} = (0,75; 0,8; 0,85) \frac{U_{ном.}}{k_g} .$$

Логическая часть содержит реле времени с минимальной выдержкой времени первой ступени, отстроенной от времени действия релейной защиты

(в процессе возникновения и ликвидации КЗ работают устройства релейной защиты; а отключение нагрузки от АОСН не должно происходить).

Настройка автоматики ограничения снижения напряжения с малым шагом ступени обеспечивает некоторую адаптацию производимых АОСН отключений нагрузки (в первую очередь - электродвигателей) или питающих ее линий к степени снижения напряжения.

17.7. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)

17.7.1. Автоматика частотной разгрузки

Обязательная для всех подстанций автоматика частотной разгрузки наносит ущерб потребителям электроэнергии, поэтому должна обладать свойством адаптации к возникшему дефициту мощности. Поскольку АЧР производит дискретное отключение, возможно лишь приближенное соответствие отключаемой мощности и образовавшегося дефицита. Как уже упоминалось в разделе 13, АЧР реализуется автоматами трех категорий – АЧР I, АЧР II и АЧР III [8].

Наиболее распространена и эффективна первая из них, состоящая из 10-20 мгновенно действующих очередей с уставками, изменяющимися от $f_{cp.1} = 48,5$ до $f_{cp.N} = 46,5$ Гц с шагом $\Delta f = 0,1 \div 0,2$ Гц. Мощность нагрузки, отключаемая каждой очередью, тщательно рассчитывается с учетом того, что по мере отключения потребителей дефицит уменьшается.

Если в течение некоторого времени, начиная с $t_1 = 5$ с, частота не восстанавливается до значения, близкого к номинальному, т.е. утяжеленный режим ЭЭС продолжается, то приходят в действие устройства АЧР II (обычно не более пяти очередей), имеющие одну установленную частоту срабатывания $f_{cp.II} = 49,2$ Гц, но различающиеся по времени действия ($\Delta t = 0,5$ с). Эти устройства производят дополнительное отключение потребителей, обеспечивая подъем частоты.

Категория АЧР III устанавливается на подстанциях сильно дефицитных частей ЭЭС, в которых возможно очень быстрое снижение частоты до опасного уровня (45 Гц). Устройства этой категории контролируют скорость изменения частоты: производная df/dt является показателем дефицита мощности и вероятной глубины снижения частоты [8].

17.7.2. Автоматика частотного пуска и загрузки гидрогенераторов

Обладающие способностью быстро разогнаться и набирать нагрузку гидрогенераторы используются как резервные источники мощности для покрытия ее дефицита, вызывающего снижение частоты в электроэнергетической системе. Автоматика частотного пуска и загрузка выдающих неполную мощность, или работающих в режиме синхронного

компенсатора гидрогенераторов эффективно способствует прекращению снижения и последующему восстановлению частоты. При ее действии обычно не происходит отключение потребителей устройствами АЧРП.

17.8. Примеры работы устройств противоаварийной автоматики

Рассмотрим действие различных видов противоаварийной автоматики на примерах качественного анализа влияния возмущений на режим работы энергосистемы, схема которой приведена на рис. 24.

Короткое замыкание в точке K1. После срабатывания устройств релейной защиты и отключения выключателей $Q34$ и $Q41$ поврежденной линии мощность P_{3-4} , ранее передававшаяся по двум линиям, будет передаваться по одной и может превысить некоторое предельное значение, следствием чего будет нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанций ЭС1–ЭС3 относительно генераторов электростанции ЭС4. Для предотвращения этого нарушения применяются устройства АПНУ, действующие на ограничение мощности генераторов передающей части энергосистемы (электростанции ЭС1–ЭС3). Для того чтобы это ограничение мощности не вызывало снижения частоты в приемной части системы, на электростанции ЭС4 применяются устройства, действующие на увеличение загрузки работающих генераторов или отключение части потребителей (САОН, АЧР).

Опасность нарушения устойчивости может возникнуть и при к. з. в точке K2 (отключение линии ЭС1–ЭС3 выключателями $Q12$ и $Q32$), поскольку мощность P_{1-3} , придется передавать по линии ЭС1–ЭС2, увеличивая ее нагрузку. В этих условиях возможно нарушение устойчивости параллельной работы генераторов электростанции ЭС1 относительно остальной части энергосистемы. Для предотвращения нарушения устойчивости в рассматриваемом случае ограничение мощности следует применить на электростанции ЭС1, а увеличение загрузки работающих генераторов или отключение нагрузки потребителей – на электростанциях ЭС2–ЭС4.

При отказах устройств АПНУ возможно нарушение устойчивости параллельной работы и, как следствие, возникновение асинхронного хода, являющегося наиболее опасным нарушением режима, поскольку он сопровождается глубокими колебаниями напряжения в узловых точках энергосистемы, что неблагоприятно для работы потребителей. Кроме того, в асинхронном режиме мощность, вырабатываемая генераторами передающей части энергосистемы, периодически изменяется таким образом, что среднее ее значение за период близко к нулю и электростанции, вышедшие из синхронизма, практически перестают выдавать мощность в приемную энергосистему. Последнее обстоятельство приводит к тому, что частота в передающей части энергосистемы – ЭС1, избыточной по мощности, увеличивается, а в приемной части (дефицитной по мощности) уменьшается.

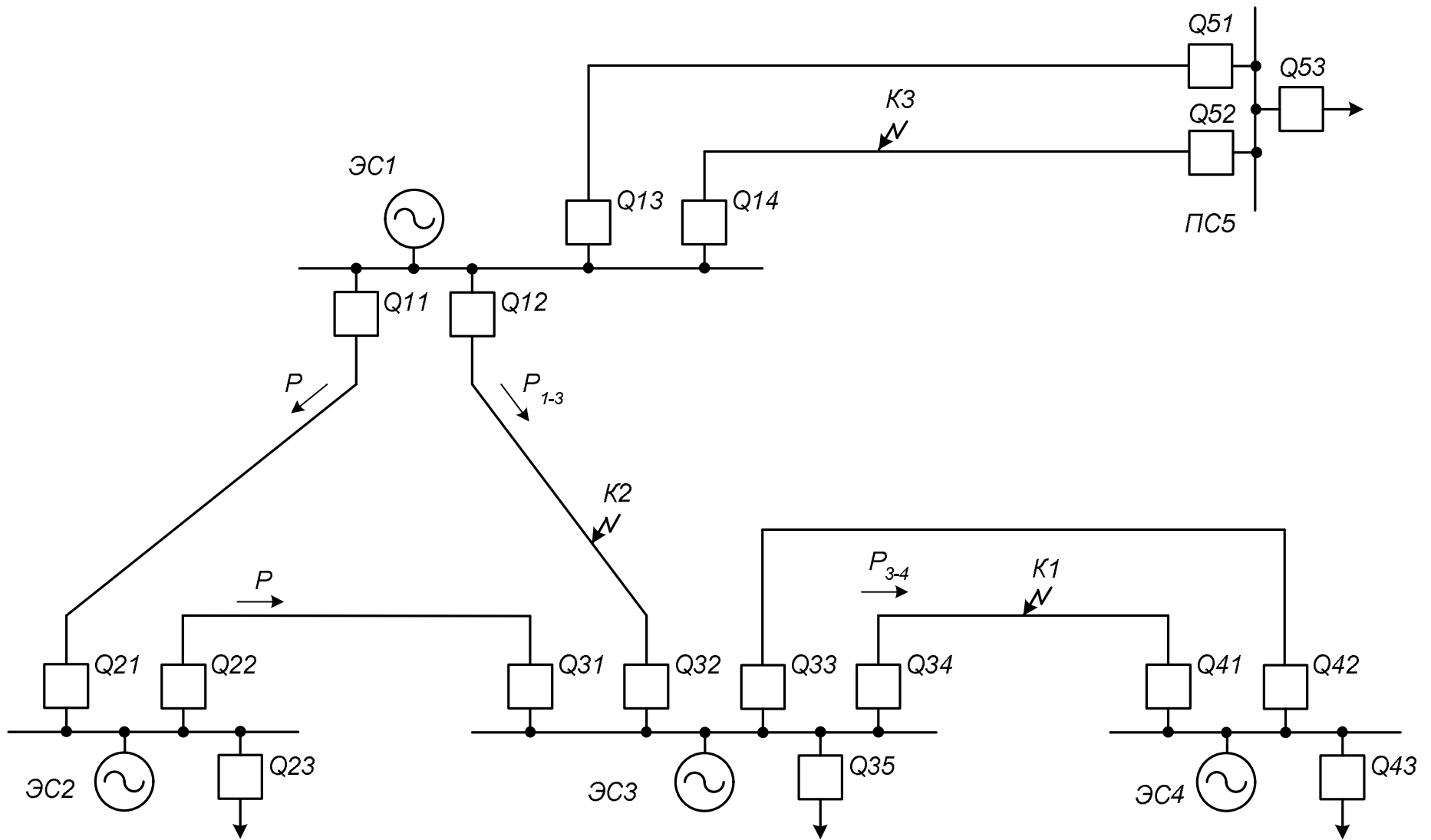


Рис. 24. Схема электроэнергетической системы.

Для прекращения асинхронного режима применяются устройства **АЛАР**, действующие на восстановление синхронизма (ресинхронизацию) или разделение энергосистемы на несинхронно работающие части (отключением выключателя $Q21$ или $Q31$). Для обеспечения ресинхронизации выполняются мероприятия, направленные на выравнивание частот: в $ЭС1$ применяется разгрузка турбин электростанций или отключение части генераторов (**ОГ**), в $ЭС2$ – $ЭС4$ – загрузка работающих генераторов или отключение части нагрузки (**АЧР**).

Одним из тяжелых видов аварийного возмущения является разрыв электропередачи, связывающей две части энергосистемы. Так, при разрыве электропередачи $ЭС3$ – $ЭС4$, возникающем при отключении одной из параллельных линий в условиях, когда параллельная линия выведена в ремонт, в одной части энергосистемы (на электростанциях $ЭС1$ – $ЭС3$) возникает избыток мощности генераторов, в другой части, питающейся от $ЭС4$, – дефицит. Избыток мощности может привести к опасному повышению частоты. Для предотвращения указанного предусматриваются устройства **АОПЧ**, действующие на разгрузку турбин электростанций или отключение части генераторов (в основном гидрогенераторов), или на отделение тепловых электростанций с примерно сбалансированной нагрузкой от ГЭС.

Дефицит мощности, приводящий к опасному понижению частоты, ликвидируется действием устройств **АОСЧ**, которые действуют в $ЭС4$ на автоматическую частотную разгрузку потребителей (**АЧР**), автоматический частотный ввод резерва или на выделение электростанций со сбалансированной нагрузкой для сохранения их собственных нужд.

В дефицитной части энергосистемы помимо снижения частоты возможно снижение напряжения, обусловленное дефицитом реактивной мощности. Опасность снижения напряжения связана с возможностью нарушения устойчивости потребителей и возникновения «лавины» напряжения. Для предотвращения опасного снижения напряжения предусматриваются устройства **АОСН**, действующие на форсировку возбуждения генераторов $ЭС4$, отключение шунтирующих реакторов (если они есть и были включены) и отключение части нагрузки.

Линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше могут быть источниками опасного для электрооборудования электростанций и подстанций повышения напряжения, вызванного резонансными явлениями между распределенной емкостью и индуктивностью линий при их одностороннем отключении. Для предотвращения длительного повышения напряжения применяют устройства **АОПН**, действующие на расфорсировку возбуждения генераторов, включение шунтирующих реакторов или отключение линии.

При отключении линий или трансформаторов, питающих нагрузку, может возникнуть перегрузка по току оставшегося в работе электрооборудования. Например, отключение одной из линий, питающих нагрузку подстанции $ПС5$, может вызвать перегрузку оставшейся в

работе линии по условию ее термической стойкости. Ограничение мощности питающей электростанции ЭС1, как правило, неэффективно и отражается на работе остальной части системы. Необходимо отключать часть нагрузки подстанции ПС5.

18. ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НА 10-ПРОЦЕНТНУЮ ПОГРЕШНОСТЬ

Проверка трансформаторов тока на 10-процентную погрешность чаще всего производится по кривым $m = f(z_H)$, приводимым в справочной литературе для каждого типа трансформаторов тока с различными коэффициентами трансформации.

18.1. Определение вторичной нагрузки трансформаторов тока

Расчетная вторичная нагрузка ТА зависит от схемы их соединения, вида короткого замыкания в первичной цепи и складывается из сопротивления соединительных проводов и кабелей, сопротивлений реле и приборов, а также переходных сопротивлений в контактных соединениях.

Сопротивление соединительных проводов и кабелей

$$z_{np.} = \frac{l}{\gamma \cdot F}, \quad \left[\frac{m}{\left(m / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2 \right) \cdot \text{мм}^2} \right], \quad (18.1)$$

где l – длина соединительных проводов (кабелей) от трансформаторов тока до реле (в один конец), принимаемая в ориентировочных расчетах:

в ГРУ 6-10 кВ	– 40 – 60 м,
на линиях 6-10 кВ к потребителям	– 4 – 6 м,
в РУ-35 кВ	– 60 – 75 м,
в РУ 110 кВ	– 75 – 100 м,
в РУ 220 кВ	– 100 – 150 м,
в РУ 330-500 кВ	– 150 – 175 м,
у синхронных компенсаторов	– 25 – 40 м;

на подстанциях указанные длины снижаются на 15–20%;

F – сечение соединительных проводов (кабелей), принимаемое по условиям механической прочности не менее $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых проводов и не менее $1,5 \text{ мм}^2$ – для медных;

γ – удельная проводимость материала провода (кабеля), принимаемая равной $57 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ для медных проводов и $37 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ – для алюминиевых.

Сопротивление обмоток реле и приборов

$$z_{p.} = \frac{S}{I_{ном}^2}, \quad (18.2)$$

где S – потребляемая мощность реле или прибора, ВА;

$I_{ном}$ – номинальный ток реле или прибора, А.

Обычно сопротивления обмоток реле приводятся в справочной литературе, за исключением сопротивлений тормозных обмоток, а иногда и рабочих и уравнивающих обмоток дифференциальных реле, для которых приводятся графические зависимости потребляемой мощности от тока, протекающего в реле.

Переходное сопротивление в контактных соединениях:

$$z_{пер.} = 0,05 \text{ Ом} . \quad (18.3)$$

Полученные значения сопротивлений вторичной нагрузки трансформаторов тока подставляются в формулы (18.4) – (18.15), приведенные в табл. 6, и по ним подсчитывается суммарное сопротивление.

Таблица 6

Расчетная нагрузка трансформаторов тока

Схема соединения ТА и реле	Вид короткого замыкания	Внешняя нагрузка трансформаторов тока, Ом
1	2	3
«Звезда-звезда» с реле в нулевом проводе	Трехфазное и двухфазное	$z_H = z_{np.} + z_p + z_{пер.}$ (18.4)
	Однофазное	$z_H = 2 \cdot z_{np.} + z_p + z_{p.0} + z_{пер.}$ (18.5)
«Треугольник-звезда»	Трехфазное и двухфазное, двухфазное за трансформатором с соединением Y/Δ	$z_H = 3 \cdot (z_{np.} + z_p) + z_{пер.}$ (18.6)
	Однофазное	$z_H = 2 \cdot (z_{np.} + z_p) + z_{пер.}$ (18.7)
Неполная «звезда» с нулевым проводом	Трехфазное	$z_H = 3 \cdot z_{np.} + z_p + z_{пер.}$ (18.8)
	Двухфазное – фаз АВ или ВС, и однофазное	$z_H = 2 \cdot z_{np.} + z_p + z_{пер.}$ (18.9)
	Двухфазное за трансформатором с соединением Y/Δ	$z_H = 3 \cdot z_{np.} + z_p + z_{пер.}$ при $I_A = I_C$ (18.10)
На разность токов двух фаз	Трехфазное	$z_H = 3 \cdot (2 \cdot z_{np.} + z_p) + z_{пер.}$ (18.11)
	Двухфазное – фаз АС	$z_H = 4 \cdot z_{np.} + 2 \cdot z_p + z_{пер.}$ (18.12)

1	2	3
На разность токов двух фаз (продолжение)	Двухфазное – фаз АВ или ВС, и однофазное	$z_H = 2 \cdot z_{np.} + z_p + z_{пер.} \quad (18.13)$
По схеме дифференциальной защиты трансформатора с соединением обмоток Y/Δ	Трехфазное и двухфазное	$z_{HY} = z_{np.1} + z_{w1} + k_1 \cdot z_{wД} + z_{пер.} \quad (18.14)$
		$z_{H\Delta} = 3 \cdot z_{np.2} + z_{w2} + k_2 \cdot z_{wД} + z_{пер.} \quad (18.15)$
		где z_{w1}, z_{w2} – сопротивления уравнительных обмоток реле; $z_{wД}$ – сопротивление рабочей обмотки;
		$k_1 = \frac{w1 - w2}{w2 + wД}, \quad k_2 = \frac{w1 - w2}{w1 + wД} \quad \text{– если } w1 > w2;$
		$k_1 = \frac{w2 - w1}{w2 + wД}, \quad k_2 = \frac{w2 - w1}{w1 + wД} \quad \text{– если } w1 < w2.$

18.2. Выбор расчетного вида повреждения и определение расчетного первичного тока

Расчетный вид повреждения выбирается таким, при котором во вторичной цепи трансформаторов тока будет наибольшая нагрузка и соответственно наибольшая погрешность. При этом следует иметь в виду, что в ряде случаев, несмотря на меньшее значение тока однофазного замыкания, погрешность может быть больше за счет большей величины нагрузки.

Расчетный первичный ток, при котором производится проверка трансформаторов тока на 10-процентную погрешность, определяется по формуле:

$$I_{расч.1} = k \cdot I_{макс.1}, \quad (18.16)$$

где $I_{макс.1}$ – максимальный ток, протекающий через трансформаторы тока;

k – коэффициент, учитывающий неточность расчетов и влияние апериодической составляющей тока короткого замыкания на работу трансформаторов тока.

Максимальный рабочий ток и коэффициент k для соответствующих видов защит определяются по табл. 7.

Расчетные величины $I_{\text{макс.1}}$ и k для различных видов защит

Виды защит	$I_{\text{макс.1}}$	$t_{\text{ср.1}}, \text{с}$	k
МТЗ и токовая отсечка	$(1,1 \cdot I_{\text{с.р.}} \cdot n_{\text{ТА}}) / k_{\text{сх}}$	Любое	1,2 – 1,3
Направленные защиты	$I_{\text{КЗ}}$ в конце защищаемого участка или первой зоны	$t_{\text{ср.}} > 0,5$	1,2 – 1,3
		$t_{\text{ср.}} \leq 0,5$	1,8 – 2,0
Дифференциальные защиты с БНТ	$I_{\text{КЗ}}$ внешнее	$t_{\text{ср.}} < 0,5$	1,2 – 1,3
Дифференциальные защиты без БНТ	$I_{\text{КЗ}}$ внешнее	$t_{\text{ср.}} \leq 0,5$	1,8 – 2,0
		$t_{\text{ср.}} > 0,5$	1,4 – 1,5
Дифференциальные фазные высокочастотные защиты	$I_{\text{КЗ}}$ в месте установки защиты	$t_{\text{ср.}} \leq 0,15$	1,6 – 1,8
Ненаправленные дистанционные защиты без блокировки от замыканий на землю	$I_{\text{КЗ}}$ в конце первой зоны	$t_{\text{ср.}} > 0,5$	1,2 – 1,3
		$t_{\text{ср.}} < 0,5$	1,4 – 1,5
Ненаправленные дистанционные защиты с блокировкой при замыканиях на землю	$I_{\text{КЗ}}$ в месте установки защиты	$t_{\text{ср.}} > 0,5$	1,2 – 1,3
		$t_{\text{ср.}} < 0,5$	1,4 – 1,5

18.3. Порядок проверки трансформаторов тока на 10-процентную погрешность

Полученное значение расчетной вторичной нагрузки трансформаторов тока, определенное по данным табл. 6, наносится на график 10-процентной погрешности $m = f(z_n)$, по которому определяется действительная кратность первичного тока по отношению к номинальному – $m_{\text{Д}}$. Затем определяется фактическая кратность тока

$$m_{\text{факт.}} = \frac{I_{\text{расч.1}} \cdot k_a}{I_{\text{ном.1}} \cdot \alpha}, \quad (18.17)$$

где $I_{\text{расч.1}}$ – расчетный первичный ток, определяемый по выражению (18.16) и данным табл. 7;

$I_{\text{ном.1}}$ – первичный номинальный ток трансформатора тока;

k_a – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей тока короткого замыкания на работу трансформатора тока, принимается равным 1,2-2 (для защит с БНТ $k_a = 1$);

α – коэффициент, учитывающий допустимое ГОСТом отличие действительной кратности тока от указанной заводом-изготовителем, принимается равным 0,8.

Затем значение фактической кратности тока сравнивается с действительной и если $m_{факт.} \leq m_D$, то трансформатор тока удовлетворяет требованиям 10-процентной погрешности.

Если $m_{факт.} > m_D$, то предусматривают следующие меры:

трансформаторы тока, встраиваемые во вводы силовых трансформаторов и выключателей, соединяют последовательно, в результате чего суммарная нагрузка на трансформаторы тока уменьшается вдвое:

$$z'_{нагр.} = 0,5 \cdot z_{нагр.}, \quad (18.18)$$

где $z_{нагр.}$ – вторичная нагрузка трансформаторов тока, рассчитанная по формулам, приведенным в табл. 6;

увеличивается сечение соединительных проводов.

19. ВЫБОР ВСПОМОГАТЕЛЬНОЙ АППАРАТУРЫ, ПРОМЕЖУТОЧНЫХ И УКАЗАТЕЛЬНЫХ РЕЛЕ

19.1. Выбор вспомогательных устройств и приспособлений

В цепях релейной защиты и автоматики применяются различные вспомогательные устройства и приспособления: отключающие и переключающие устройства, испытательные блоки, сигнальные лампы, добавочные резисторы и т.п.

Накладки типа НКР-2, НКР-3 могут использоваться в качестве отключающих устройств – для выведения цепей релейной защиты и автоматики из работы эксплуатационным персоналом в случае необходимости, а также в качестве переключающих устройств – для перевода цепей релейной защиты и автоматики с одного функционального назначения на другое, например, перевод релейной защиты с действия «на сигнал» на действие «отключение с выдержкой времени» и т.п.

Испытательные блоки типа БИ-4, БИ-6 служат для подключения электроизмерительных приборов в токовых цепях релейной защиты, а также для вывода защит из работы без разрыва цепей трансформаторов тока.

19.2. Выбор промежуточных реле

Промежуточные реле выбираются в зависимости от функциональной особенности выходных цепей релейной защиты и автоматики. Для защит, по принципам действия осуществляющих хотя бы при некоторых видах повреждений взаимное резервирование, устанавливается не менее двух выходных промежуточных реле с распределением по ним действия защит.

19.3. Выбор указательных реле

Указательные реле выбираются по току, потребляемому обмоткой напряжения основного аппарата, в цепи которого осуществляется сигнализация его действия.

При выборе указательных реле возможны следующие три случая.

1. Номинальная мощность основного аппарата достаточна для срабатывания указательного реле.

Сопротивление обмотки указательного реле

$$R_{KH} \leq 0,143 \cdot R_K = 0,143 \cdot \frac{U_{ном.}^2}{P_{Kном.}}, \quad (19.1)$$

где R_K – сопротивление обмотки основного аппарата;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение обмотки основного аппарата;

$P_{Kном.}$ – номинальная мощность, потребляемая обмоткой основного аппарата.

Расчетный ток срабатывания указательного реле

$$I_{ср.КН} \leq \frac{U_{ном.}}{1,6 \cdot R_K} = \frac{P_{Kном.}}{1,6 \cdot U_{ном.}} \quad (19.2)$$

По справочным данным выбирается необходимое указательное реле с ближайшими параметрами.

Чувствительность основного аппарата

$$k_{ч} = \frac{U_{н.р.}}{U_{с.р.мин.}} \cdot \frac{R_K}{R_K + R_{КН}}, \quad (19.3)$$

где $U_{с.р.мин.}$ – напряжение срабатывания основного аппарата, принимаемое по справочным данным;

$U_{н.р.}$ – напряжение надежной работы основного аппарата, принимаемое по табл. 8 в соответствии с [1].

Коэффициент чувствительности основного аппарата должен быть не менее 1.

Чувствительность указательного реле

$$k_{ч.КН} = \frac{U_{н.р.}}{I_{с.р.КН} \cdot (R_K + R_{КН})}, \quad (19.4)$$

где $I_{с.р.КН}$ – ток срабатывания указательного реле, принимаемый по справочным данным.

Коэффициент чувствительности указательного реле должен быть не менее коэффициента чувствительности основного аппарата.

В случае, если обмотка указательного реле длительно обтекается током, она проверяется на термическую устойчивость:

$$I_{КН} = \frac{1,1 \cdot U_{ном.}}{R_{КН} + R_K} \leq I_{длит.КН}, \quad (19.5)$$

где $I_{КН}$ – ток, протекающий по обмотке указательного реле;

$I_{длит.КН}$ – длительно допустимый ток указательного реле:

$$I_{длит.КН} = 3 \cdot I_{с.р.КН}. \quad (19.6)$$

Напряжение надежной работы основного аппарата

Наименование потребителей	Напряжение надежной работы, %
Схемы защиты и сигнализации в установках напряжением выше 1000 В	80, 100
Схемы управления в установках напряжением выше 1000 В:	
аппараты включения	90, 100
аппараты отключения	80, 100
Релейно-контакторные схемы в установках напряжением до 1000 В	90, 100
Бесконтактные схемы на логических элементах	85, 100, 110
Приводы масляных выключателей и выключателей нагрузки:	
электромагниты отключения	65 – 120
электромагниты включения (с током включения до 50 А)	80 – 110
электромагниты включения (с током включения более 50 А)	85 – 110
Электромагниты управления приводов воздушных выключателей	65

2. Номинальная мощность обмотки напряжения основного аппарата недостаточна для срабатывания указательного реле.

В этом случае параллельно обмотке напряжения включается добавочный резистор.

Расчетное сопротивление добавочного резистора

$$R_{доб.} = \frac{R_K \cdot R_{экр.}}{R_K - R_{экр.}}, \quad (19.7)$$

где R_K – сопротивление обмотки основного аппарата;

$R_{экр.}$ – эквивалентное сопротивление параллельно включенных резистора и обмотки основного аппарата, определяемое исходя из двух условий:

$$R'_{экр.} \geq 7 \cdot R_{КН}, \quad (19.8)$$

$$R''_{экр.} \leq \frac{U_{ном.}}{1,4 \cdot I_{с.р.КН}} - R_{КН}. \quad (19.9)$$

Здесь $R_{КН}$ – сопротивление обмотки указательного реле, определяемое по формуле:

$$R_{KH} = (0,05 - 0,08) \frac{U_{ном.}^2}{P_{ном.КН}}; \quad (19.10)$$

$I_{с.р.КН}$ – ток срабатывания указательного реле:

$$I_{с.р.КН} = (1,5 - 2,5) \frac{P_{ном.КН}}{U_{ном.}}. \quad (19.11)$$

Если $R''_{эқв.} > R'_{эқв.}$, то значение $R''_{эқв.}$ принимается за расчетное; если $R''_{эқв.} < R'_{эқв.}$, то за расчетное принимается любое.

Мощность добавочного резистора

$$P_{Rдоб.} = \frac{U_{ном.}^2}{R_{доб.}}. \quad (19.12)$$

По полученным значениям $P_{Rдоб.}$ и $R_{доб.}$ из табл. 9 и 10 подбирается резистор с ближайшими параметрами $R'_{доб.}$ и $P'_{Rдоб.}$; затем уточняется значение эквивалентного сопротивления

$$R'_{эқв.} = \frac{R_K \cdot R'_{доб.}}{R_K + R'_{доб.}}. \quad (19.13)$$

Чувствительность основного аппарата

$$k_{ч} = \frac{U_{н.р.}}{U_{с.р.мин.}} \cdot \frac{R'_{эқв.}}{R'_{эқв.} + R_{KH}}. \quad (19.14)$$

Коэффициент чувствительности основного аппарата должен быть не менее 1.

Чувствительность указательного реле

$$k_{ч.КН} = \frac{U_{н.р.}}{I_{с.р.КН} \cdot (R'_{эқв.} + R_{KH})}. \quad (19.15)$$

Коэффициент чувствительности указательного реле должен быть не менее коэффициента чувствительности основного аппарата. Если коэффициент чувствительности не удовлетворяет нормам, то следует выбрать указательное реле с бóльшим током срабатывания и расчет повторить.

3. В цепи основного аппарата включены два указательных реле.

Расчетное сопротивление указательного реле

$$R_{расч.КН} = (0,027 - 0,04) \frac{U_{ном.}^2}{P_{ном.КН}}. \quad (19.16)$$

Расчетный ток срабатывания указательного реле

$$I_{с.р.КН.расч.} = (1,0 - 1,4) \frac{P_{ном.КН}}{U_{ном.}} \quad (19.17)$$

Эквивалентное сопротивление при срабатывании одного указательного реле

$$R'_{экр.} \geq 7 \cdot R_{КН} \quad (19.18)$$

Таблица 9

Шкала номинальных сопротивлений резисторов

Отклонение от номинальных значений, %	Значение сопротивления, Ом·10 ^Р											
	10	11	12	13	15	16	18	20	22	24	27	30
5	10	11	12	13	15	16	18	20	22	24	27	30
10	10	-	12	-	15	-	18	-	22	-	27	-
15	10	-	-	-	15	-	-	-	22	-	-	-
5	33	36	39	43	47	51	56	62	68	75	82	91
10	33	-	39	-	47	-	56	-	68	-	82	-
15	33	-	-	-	47	-	-	-	68	-	-	-

Примечание: р – показатель степени, равный 0, 1, 2, 3 и т.д.

Таблица 10

Основные параметры проволочных резисторов

Тип резистора	Номинальная мощность, Вт	Пределы номинальных сопротивлений, Ом – кОм
ПЭ-7,5	7,5	3 – 5,1
ПЭ-15	15	3 – 5,1
ПЭ-20	20	2,4 – 5,1
ПЭ-25	25	4,7 – 5,6
ПЭВ-2,5	2,5	43 – 0,430
ПЭВ-3	3	3,0 – 0,510
ПЭВ-7,5	7,5	1 – 3,3
ПЭВ-10	10	1,8 – 10
ПЭВ-15	15	3,9 – 15
ПЭВ-20	20	4,7 – 20
ПЭВ-25	25	10 – 24

Эквивалентное сопротивление при срабатывании двух защит

$$R''_{\text{экв.}} = \frac{U_{\text{ном.}}}{2,8 \cdot I_{\text{с.р.КН}}} \quad (19.19)$$

Если $R''_{\text{экв.}} > R'_{\text{экв.}}$, то за расчетное принимается $R''_{\text{экв.}}$; если $R''_{\text{экв.}} < R'_{\text{экв.}}$, то за расчетное принимается любое из них.

Сопротивление добавочного резистора

$$R_{\text{доб.}} = \frac{R_K \cdot R_{\text{экв.расч.}}}{R_K - R_{\text{экв.расч.}}} \quad (19.20)$$

Мощность, потребляемая добавочным резистором

$$P_{R_{\text{доб.}}} = \frac{U_{\text{ном.}}^2}{R_{\text{доб.}}} \quad (19.21)$$

По данным табл. 9 и 10 выбирается ближайшее стандартное значение сопротивления резистора $R'_{\text{доб.}}$, затем уточняется значение эквивалентного сопротивления

$$R'_{\text{экв.}} = \frac{R_K \cdot R'_{\text{доб.}}}{R_K + R'_{\text{доб.}}} \quad (19.22)$$

Чувствительность основного аппарата

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{н.р.}}}{U_{\text{с.р.мин.}}} \cdot \frac{R'_{\text{экв.}}}{R'_{\text{экв.}} + R_{\text{КН}}} \quad (19.23)$$

Коэффициент чувствительности основного аппарата должен быть не менее 1.

Чувствительность указательного реле

$$k_{\text{ч.КН}} = \frac{U_{\text{н.р.}}}{2 \cdot I_{\text{с.р.КН}} \cdot (R'_{\text{экв.}} + 0,5 \cdot R_{\text{КН}})} \quad (19.24)$$

Коэффициент чувствительности указательного реле должен быть не менее коэффициента чувствительности основного аппарата. Если чувствительность основного аппарата и указательного реле не удовлетворяют нормам, необходимо выбрать указательное реле с большим током срабатывания и расчет повторить.

20. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Принципиальная электрическая схема устройств релейной защиты и автоматики выполняется на листах чертежной бумаги формата А1 (594x841) разнесенным способом. При этом условные графические обозначения составных частей элементов располагают в разных местах схемы так, чтобы отдельные цепи электрического аппарата были изображены наиболее наглядно. Например: токовые цепи, цепи напряжения, оперативные цепи, цепи сигнализации, цепи синхронизации, цепи отключения и т.п.

Все элементы электрической цепи вычерчиваются в виде условных графических обозначений по размерам, установленным государственными стандартами.

Допускается пропорционально уменьшать, увеличивать или выделять некоторые элементы, если нужно подчеркнуть их особое назначение, либо вписывать в них поясняющие знаки.

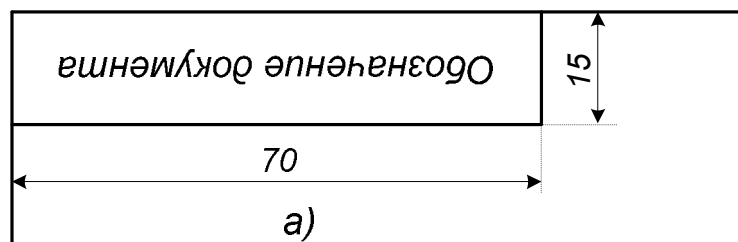
Толщина линий электрической связи принимается от 0,2 до 0,6 мм.

Толщина линии условных графических обозначений принимается равной толщине линий электрической связи.

Различные функциональные цепи допускается вычерчивать линиями различной толщины (до 1 мм у первичных цепей).

В правом нижнем углу листа вычерчивается основная надпись (угловой штамп – рис. 25, б), а в левом верхнем – дополнительная (рис. 25, а). В дополнительной надписи текст развернут на 180° . Все надписи на чертежах и схемах выполняются чертежным шрифтом.

В соответствии с ГОСТ 2.201-80 каждому конструкторскому документу присваивается *обозначение документа*, представляющее собой буквенно-цифровой код. Расшифровка кода дана ниже в разделе 20.1.



б)

Рис. 25. Основная (б) и дополнительная (а) надписи листов графической части.

20.1. Обозначение документа

Образец приведен на рис. 26.

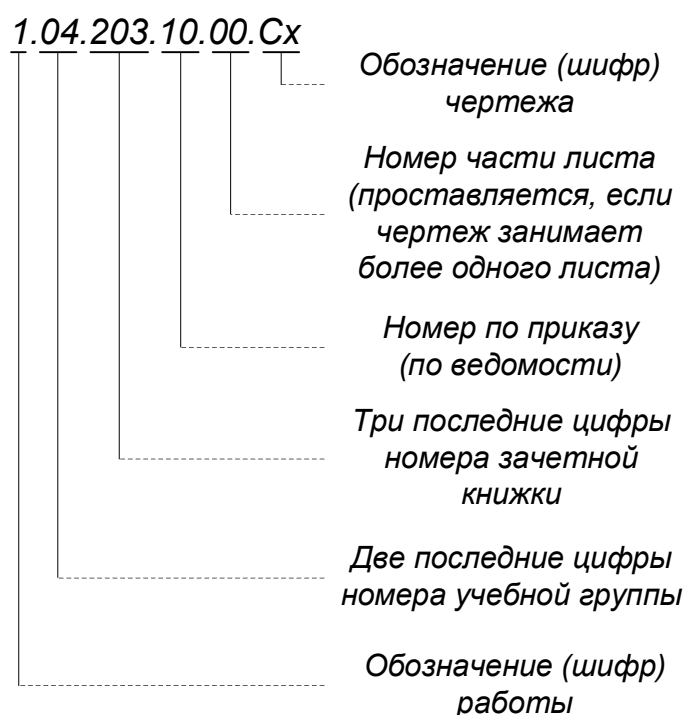


Рис. 26. Образец обозначения документа.

Шифр работы – однозначный буквенный код, означающий:

1 – дипломный проект (работа);

2 – курсовой проект (работа).

Номер по приказу проставляется в дипломных проектах (работах) и берется из приказа по университету, в котором утверждаются темы проектов. Для курсовых проектов и работ в этой позиции ставится порядковый номер студента *по ведомости* учебной группы.

Номер части листа. Позиция касается только дипломных проектов (работ), поскольку графическая часть в этом случае – разноплановая. Если чертеж, посвященный одному разделу, изображается более чем на одном листе формата А1 (например, по релейной защите: поясняющая схема и токовые цепи – на одном листе, а оперативные цепи, сигнальные цепи и схема управления выключателем – на другом), то в графе *Лист* основной надписи на этих листах будет стоять один и тот же номер, а в рассматриваемой позиции – цифры *01* и *02*. Во всех остальных случаях и на листах курсовых проектов (работ) проставляется *00*.

Шифр чертежа – буквенный код, обозначающий, что изображено на чертеже, например:

Cx – схема;

Пл – план;

Гр – графики;

Тб – таблицы и т.п.

20.2. Перечень элементов (спецификация)

Каждый элемент электрической цепи должен иметь буквенно-цифровое позиционное обозначение, проставляемое с правой стороны элемента или над ним. Порядковый номер буквенно-цифрового обозначения должен стоять после буквенного обозначения элемента, – например: *C1*, *C2*, *C3* и т.д. В обозначениях контактов реле и блок-контактов привода коммутационных аппаратов цифра после точки обозначает номер контакта: *KL1.1*, *Q1.1*, *KM.1* и т.п. Вместо точки допускается использовать двоеточие: *KL1:1*, *Q1:1*, *KM:1*.

Буквенные коды наиболее распространенных элементов и устройств, применяемые в электрических схемах, даны в приложении А. Примеры использования обозначений – в схемах, приведенных в приложении Б.

Перечень элементов, входящих в электрическую схему, помещают над основной надписью в виде таблицы, заполняемой сверху вниз (рис. 27). При отсутствии места над основной надписью продолжение перечня элементов помещают слева от нее.

20.3. Схема управления выключателем

Дистанционное управление выключателями осуществляется оперативным персоналом вручную, с помощью ключей управления или кнопок управления. Этими аппаратами подаются команды на выходные элементы схемы управления – промежуточные контакторы или непосредственно на электромагниты включения или отключения привода. Устройства релейной защиты и автоматики формируют аналогичные команды в автоматическом режиме. На листах курсовых проектов (работ) по дисциплине «Релейная защита и автоматика (РЗА)» и на листах дипломных проектов (работ), иллюстрирующих материалы пояснительной записки, относящиеся к разделу «РЗА», в обязательном порядке должна быть приведена схема управления выключателем, установленным в защищаемой цепи. Некоторые схемы дистанционного управления приведены в приложении Б.

185							
20		110			10		
Поз. Обозн.	Наименование				15	Кол.	Примечание
1	Цепной транспортер				8	1	4,1 кВт
...	...				8
65	Одноэтажный пресс				8	1	143,04 кВт
66	Многоэтажный пресс					1	82,19 кВт
67	Линия раскроя плит					1	169,95 кВт
					1.04.207.11.00.Пл		
					ПЛАН РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЦЕХА		
					Литера	Масса	Масштаб
					Д		1:400
					Лист 3		Листов 9
					ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ		
					АМГУ Кафедра энергетики		
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Разраб.							
Провер.							
Т.Контр.							
Реценз.							
Н.Контр.							
Утвержд.							

Рис. 27. Пример оформления перечня элементов.

21. ОФОРМЛЕНИЕ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ ПРОЕКТА (РАБОТЫ)

В соответствии со стандартом Амурского государственного университета «Правила оформления дипломных и курсовых работ (проектов)» (Благовещенск, изд-во АмГУ, 2006) пояснительная записка должна быть выполнена любым печатным способом – на пишущей машинке или с использованием компьютера и принтера, на одной стороне листа белой бумаги формата А4, через полтора интервала. Цвет шрифта должен быть черным, размер – 14, гарнитура – Times New Roman, текст располагается по ширине (формату) с включенным переносом слов.

Текст работы следует печатать, соблюдая следующие *размеры полей*: правое – 10 мм, верхнее и нижнее – 20 мм, левое – 30 мм.

Разрешается использовать компьютерные возможности акцентирования внимания на *определенных терминах, формулах, применяя шрифты* разной гарнитуры (курсив, размер, жирность).

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные при подготовке отчета, допускается исправлять подчисткой или закрасиванием белой краской, с нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или тушью – рукописным способом.

Повреждения листов текста, помарки и следы не полностью удаленного прежнего текста (графики) не допускаются.

Количество исправлений на одном листе – не более трех.

Объем текста в дипломной работе (проекте) без приложений не должен превышать 120 листов. Объем курсового проекта – 30-50 листов, курсовой работы – 20-35 листов.

Страницы работы следует нумеровать арабскими цифрами, соблюдая сквозную нумерацию по всему тексту. Номер страницы проставляют в центре нижней части листа без точки. Титульный лист и бланк задания включаются в общую нумерацию страниц работы. Номера страниц на титульном листе и бланке не проставляют.

Иллюстрации и таблицы, расположенные на отдельных листах, включают в общую нумерацию страниц работы.

Разделы, подразделы, пункты и подпункты следует нумеровать арабскими цифрами без точки и записывать с абзацного отступа.

Заголовки разделов пишутся прописными буквами и точка в конце не ставится. Если заголовок состоит из двух предложений, то их разделяют точкой. Если заголовок занимает две строки, то вторую выравнивают под начало предложения. Разрешаются переносы слов в заголовках.

Заголовки разделов отделяют от последующего текста просветом, равным двум межстрочным одинарным интервалам (по 10 мм). В тексте заголовка допускается уменьшение межстрочного интервала до одинарного.

Заголовки подразделов (подзаголовки) от предыдущего и последующего текста не отделяют.

Подзаголовки пишут жирным шрифтом с прописной буквы, без разрядки, без подчеркивания, без точки в конце.

Если подзаголовок состоит из двух предложений, их разделяют точкой.

Иллюстрации обозначают словом «Рисунок» и нумеруют арабскими цифрами последовательно в пределах работы (проекта). Если рисунок один, он обозначается «Рисунок 1». Слово «рисунок» и его наименование располагают посередине строки, точка после номера рисунка (или после его наименования) не ставится. Можно нумеровать иллюстрации в пределах раздела, например: «рисунок 1.1».

При ссылках на иллюстрации следует писать «... в соответствии с рисунком 2» при сквозной нумерации и «... в соответствии с рисунком 1.2» при нумерации в пределах раздела.

Формулы и уравнения следует выделять из текста в отдельную строку и писать с абзаца. Выше и ниже каждой формулы или уравнения должно быть оставлено не менее одной свободной строки. Формулы следует нумеровать порядковой нумерацией арабскими цифрами в круглых скобках в крайнем правом положении на строке. Допускается нумерация формул в пределах раздела. В этом случае номер формулы состоит из номера раздела и порядкового номера формулы, разделенных точкой: (3.1). Допускается выполнение формул и уравнений рукописным способом черными чернилами.

Ссылки в тексте на номер формулы дают в скобках: «... в формуле (1)».

Пояснение значений символов и числовых коэффициентов следует приводить непосредственно под формулой в той же последовательности, как в формуле. Пояснение каждого условного обозначения – с новой строки. Первую строку пояснения начинают со слова «где» без двоеточия после него.

Таблицы применяют для лучшей наглядности и удобства сравнения показателей. Название таблицы, при его наличии, должно отражать ее содержание, быть точным, кратким. Название таблицы следует помещать над таблицей слева без абзацного отступа в одну строку с ее номером, через тире.

Таблицу с большим количеством строк допускается переносить на другой лист (страницу). При этом слово «Таблица» и ее номер указывают один раз слева над первой частью таблицы, над другими частями пишут справа слово «Продолжение» и указывают номер таблицы, например: «Продолжение таблицы 1». При переносе части таблицы нижнюю горизонтальную черту, ограничивающую таблицу, не проводят.

Размер шрифта в таблице допускается меньший, чем в тексте.

Таблицы следует нумеровать арабскими цифрами сквозной нумерацией. Допускается нумеровать таблицы в пределах раздела. В этом случае номер таблицы состоит из номера раздела и порядкового номера таблицы, разделенных точкой.

На все таблицы должны быть ссылки в работе. При ссылке следует писать слово «таблица» с указанием ее номера.

Если дипломная (курсовая) работа целиком посвящена научно-исследовательской теме, то на листах пояснительной записки формата А4 (210x297 мм) вычерчивается рамка с полями: слева 20 мм, с остальных сторон –

по 5 мм. На первом листе каждого раздела в нижней части приводится основной штамп, выполненный по форме, приведенной на рис. 28. На всех остальных листах в нижней части приводится штамп, приведенный на рис. 29.

Расстояние от рамки до границы текста должно быть: в начале строки – не менее 5 мм, в конце строки – не менее 3 мм, сверху и снизу – не менее 10 мм.

Наименование раздела на текстовом поле не приводится, а указывается в соответствующей позиции основного штампа. Наименования подразделов и пунктов даются непосредственно в тексте и оформляются в соответствии с требованиями стандарта АмГУ. Все остальные требования к тексту пояснительной записки аналогичны указанным выше.



Рис. 28. Основной штамп для листа пояснительной записки.

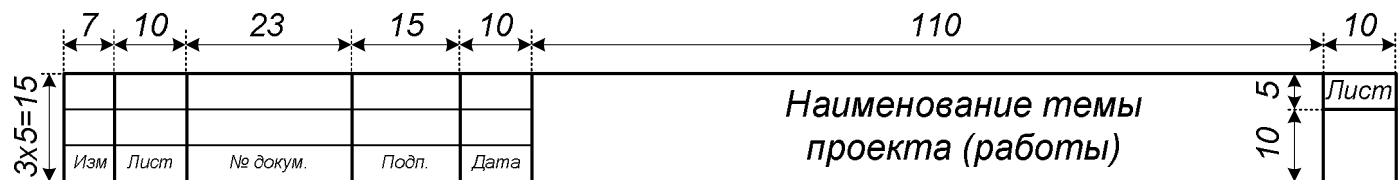


Рис. 29. Вспомогательный штамп для листа пояснительной записки.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. Раздел Ш. Защита и автоматика. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2005.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3 / Под общей редакцией профессоров МЭИ. Гл. ред. И.Н. Орлов. 8-е изд. М.: Изд-во МЭИ, 2002.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М. Энергия, 1970.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высш. шк., 1987.
5. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1992.
6. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических. М.: Энергоатомиздат, 1998.
7. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебное пособие / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2002.
8. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 2000.
9. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматизации энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып 1. Защита генераторов, работающих на сборные шины. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961.
11. Там же. Вып. 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961.
12. Там же. Вып. 5. Защита блоков генератор-трансформатор и генератор-автотрансформатор. М.-Л.: Энергия, 1963.
13. Там же. Вып. 6. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. М.-Л.: Энергия, 1966.
14. Там же. Вып. 7. Дистанционная защита линии 35-330 кВ (дополнение). М.-Л.: Энергия, 1966.
15. Там же. Вып. 8. Поперечная дифференциальная направленная защита линии 35-220 кВ. М.: Энергия, 1970.
16. Там же. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. М.: Энергия, 1980.
17. Там же. Вып. 13А., Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1985.
18. Совалов С.А., Семенов В.А. Противоаврийное управление в энергосистемах. М.: Энергоатомиздат, 1988.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1

Буквенные коды наиболее распространенных элементов и устройств,
применяемые в электрических схемах

Первая буква кода	Группа элементов и устройств	Двухбуквенный код	Виды элементов и устройств	Трехбуквенный код	Наименование элемента
1	2	3	4	5	6
<i>A</i>	Устройство	<i>AC</i>	Устройство АВР	<i>ACQ</i>	Устройство АВР
		<i>AK</i>	Комплект (блок) реле, комплект реле токовых защит	<i>AKB</i>	Устройство блокировки типа КРБ
				<i>AKS</i>	Устройство АПВ
				<i>AKV</i>	Устройство комплектное продольной диф. защиты ЛЭП
		<i>AKZ</i>	Устройство комплектное реле сопротивления		
<i>AR</i>	Устройство комплектное реле УРОВ				
<i>AV</i>	Устройство регулирования напряжения				
<i>B</i>	Преобразователи неэлектрических величин в электрические и наоборот	<i>BK</i>	Тепловой датчик		
		<i>BL</i>	Фотоэлемент		
<i>C</i>	Конденсатор				

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
<i>D</i>	Интегральные схемы микросборки	<i>DD</i>	Интегральная схема цифровая		
<i>E</i>	Элементы разные	<i>EA</i>	Шинка вспомогательная	<i>EAN</i>	Шинка вспомогательная собирательная
				<i>EA.A</i>	Шинка вспомогательная напряжения (фаза А)
				<i>TA.C</i>	Шинка вспомогательная напряжения (фаза С)
		<i>EB</i>	Шинка блокировки		
		<i>EC</i>	Шинка управления	<i>+EC</i>	Шинка управления «+»
				<i>-EC</i>	Шинка управления «-»
				<i>ECS</i>	Шинка синхронизации
		<i>EH</i>	Шинка сигнализации	<i>+EH</i>	Шинка сигнализации «+»
				<i>-EH</i>	Шинка сигнализации «-»
				<i>EHA</i>	Шинка сигнализации аварийной
				<i>EHP</i>	Шинка сигнализации предупредительной
				<i>EHT</i>	Шинка сигнализации технологической
				<i>(+)EP</i>	Шинка мигающего света
				<i>EPD</i>	Шинка съема мигания

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
		<i>EK</i>	Нагревательный элемент		
		<i>EL</i>	Лампа осветительная		
		<i>ES</i>	Шинка напряжения синхронизации	<i>ESI.A</i>	Шинка напряжения синхронизации (фаза А)
	<i>ESI.C</i>			Шинка напряжения синхронизации (фаза А)	
	<i>ESD</i>			Шинка напряжения синхронизации	
		<i>EV</i>	Шинка напряжения	<i>EVI.A</i>	Шинка напряжения (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в звезду, фаза А)
	<i>EVI.B</i>			Шинка напряжения (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в звезду, фаза В)	
	<i>EVI.C</i>			Шинка напряжения (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в звезду, фаза С)	
	<i>EVI.N</i>			Шинка напряжения нейтрали (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в звезду)	
	<i>EVI.H</i>			Шинка напряжения нейтрали (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в разомкнутый треугольник)	

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
				<i>EVI.U</i>	Шинка напряжения нейтрали (<i>TVI</i> с обмотками, соединенными в разомкнутый треугольник)
				<i>EVM</i>	Шинка защиты минимального напряжения
<i>F</i>	Разрядники, предохранители, устройства защиты	<i>EY</i>	Шинка питания приводов выключателей		
		<i>FA</i>	Дискретные элементы по току мгновенного срабатывания		
		<i>FU</i>	Плавкий предохранитель		
		<i>FV</i>	Разрядник, ОПН		
<i>G</i>	Генератор, источник питания	<i>GB</i>	Батареи аккумуляторные		
<i>H</i>	Устройства сигнальные	<i>HL</i>	Прибор световой сигнализации	<i>HLA</i>	Световое табло
				<i>HLG</i>	Лампа с линзой зеленой
				<i>HLR</i>	Лампа с линзой красной
				<i>HLW</i>	Лампа с линзой белой
		<i>HV</i>	Ионный полупроводниковый сигнализатор		
<i>K</i>	Реле, контактор, пускатель	<i>KA</i>	Реле тока	<i>KAT</i>	Реле тока с насыщающимся трансформатором

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
				<i>КАW</i>	Реле тока с торможением
				<i>КАZ</i>	Реле тока фильтровое
		<i>KB</i>	Реле блокировки		
				<i>КСС</i>	Реле команды включения
				<i>КСТ</i>	Реле команды отключения
		<i>КН</i>	Реле указательное	<i>КНА</i>	Реле импульсной сигнализации
		<i>КК</i>	Реле электротепловое		
		<i>KL</i>	Реле промежуточное, исполнительный орган		
		<i>KM</i>	Контактор, пускатель		
				<i>KQC</i>	Реле положения «Включено»
				<i>KQT</i>	Реле положения «Отключено»
				<i>KSG</i>	Реле газовое
				<i>KSV</i>	Реле контроля цепей напряжения
		<i>КТ</i>	Реле времени		
		<i>КV</i>	Реле напряжения		
		<i>KW</i>	Реле мощности		
		<i>KZ</i>	Реле сопротивления		

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
<i>L</i>	Реактор, дроссель, дугогасительная катушка	<i>LL</i>	Дроссель люминесцентного освещения		
<i>M</i>	Двигатель				
<i>P</i>	Прибор измерительный	<i>PA</i>	Амперметр		
		<i>PC</i>	Счетчик импульсов		
		<i>PF</i>	Частотомер		
				<i>PHE</i>	Указатель положения
		<i>PI</i>	Счетчик активной энергии		
		<i>PK</i>	Счетчик реактивной энергии		
		<i>PO</i>	Осциллограф		
		<i>PQ</i>	Указатель РПН		
		<i>PS</i>	Синхроноскоп		
		<i>PT</i>	Секундомер, часы	<i>PTY</i>	Секундомер электрический
				<i>PTV</i>	Секундомер электронный
		<i>PV</i>	Вольтметр		
		<i>PW</i>	Ваттметр		
		<i>PR</i>	Омметр		
<i>Q</i>	Выключатели, коммутационные аппараты силовых цепей.	<i>QA</i>	Выключатель шиносоединительный		

Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
		<i>QB</i>	Выключатель секционный		
		<i>QF</i>	Выключатель автоматический		
		<i>QN</i>	Короткозамыкатель		
		<i>QR</i>	Отделитель		
		<i>QS</i>	Разъединитель		
<i>R</i>	Резистор	<i>RK</i>	Терморезистор		
		<i>RP</i>	Потенциометр		
		<i>RR</i>	Реостат		
		<i>RU</i>	Варистор		
<i>S</i>	Устройства коммутационные в цепях управления, сигнализации и измерительных	<i>SA</i>	Переключатель, ключ вторичных цепей	<i>SAB</i>	Переключатель, ключ в цепях блокировки
		<i>SB</i>	Выключатель кнопочный, кнопка	<i>SBC</i>	Кнопка включения
				<i>SBT</i>	Кнопка отключения
		<i>SF</i>	Автоматический выключатель		
		<i>SG</i>	Блок испытательный		
		<i>SK</i>	Выключатель, срабатывающий от температуры		
<i>SL</i>	Выключатель, срабатывающий от уровня				

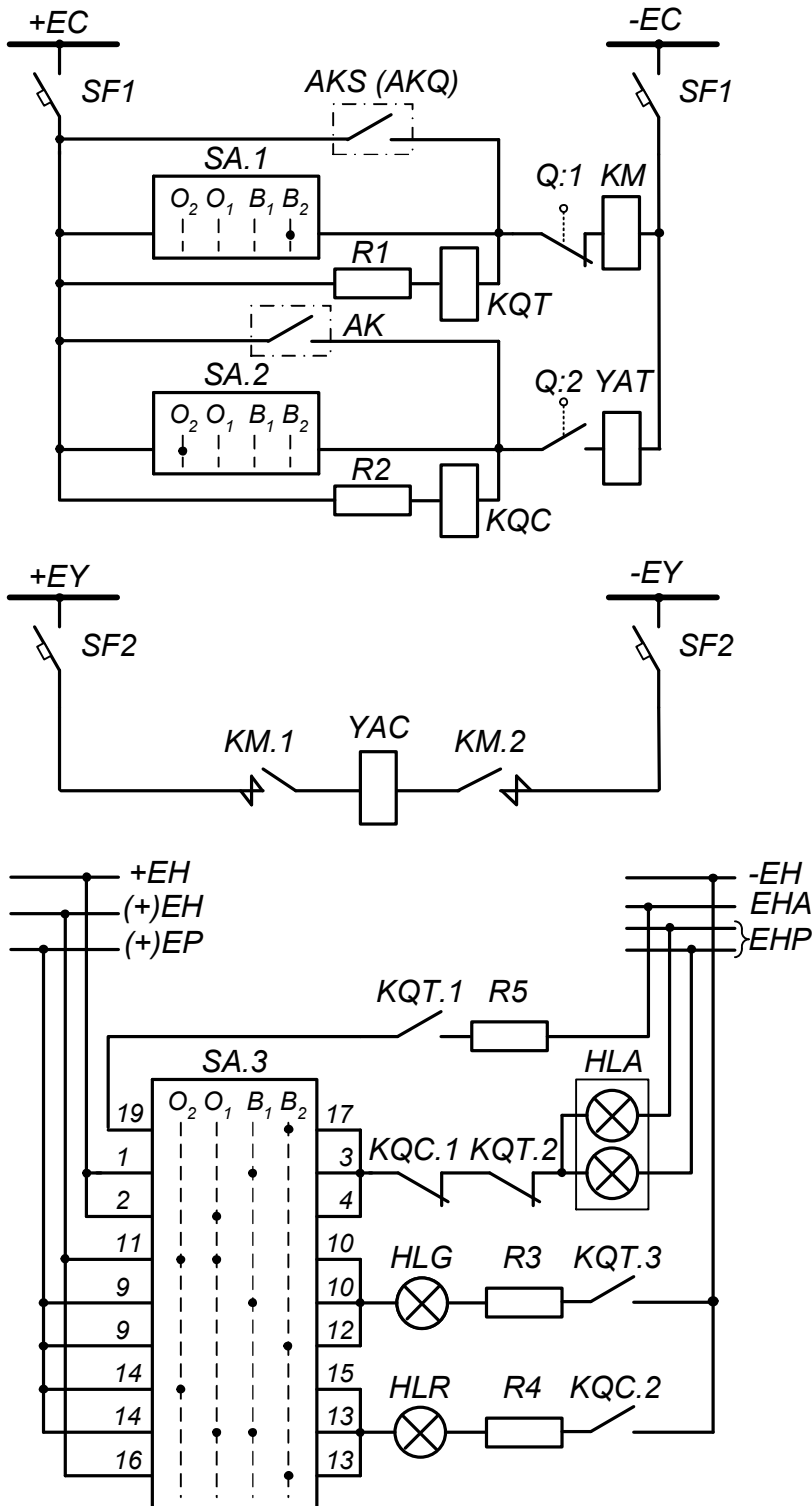
Продолжение таблицы А1

1	2	3	4	5	6
		<i>SP</i>	Выключатель, срабатывающий от давления		
		<i>SQ</i>	Выключатель, срабатывающий от положения (конечный, путевой)		
		<i>SR</i>	Выключатель, срабатывающий от частоты вращения		
		<i>SX</i>	Накладка оперативная		
<i>T</i>	Трансформатор, автотрансформатор	<i>TA</i>	Трансформатор тока	<i>TAN</i>	Трансформатор тока нулевой последовательности
				<i>TAV</i>	Трансреактор
		<i>TL</i>	Трансформатор промежуточный	<i>TLA</i>	Трансформатор промежуточный токовый
				<i>TLV</i>	Трансформатор промежуточный, напряжения
				<i>TUV</i>	Трансформатор регулировочный
		<i>TV</i>	Трансформатор напряжения		
		<i>UV</i>	Фазорегулятор, преобразователь напряжения	<i>UVM</i>	Фазорегулятор моторный

Продолжение таблицы А1

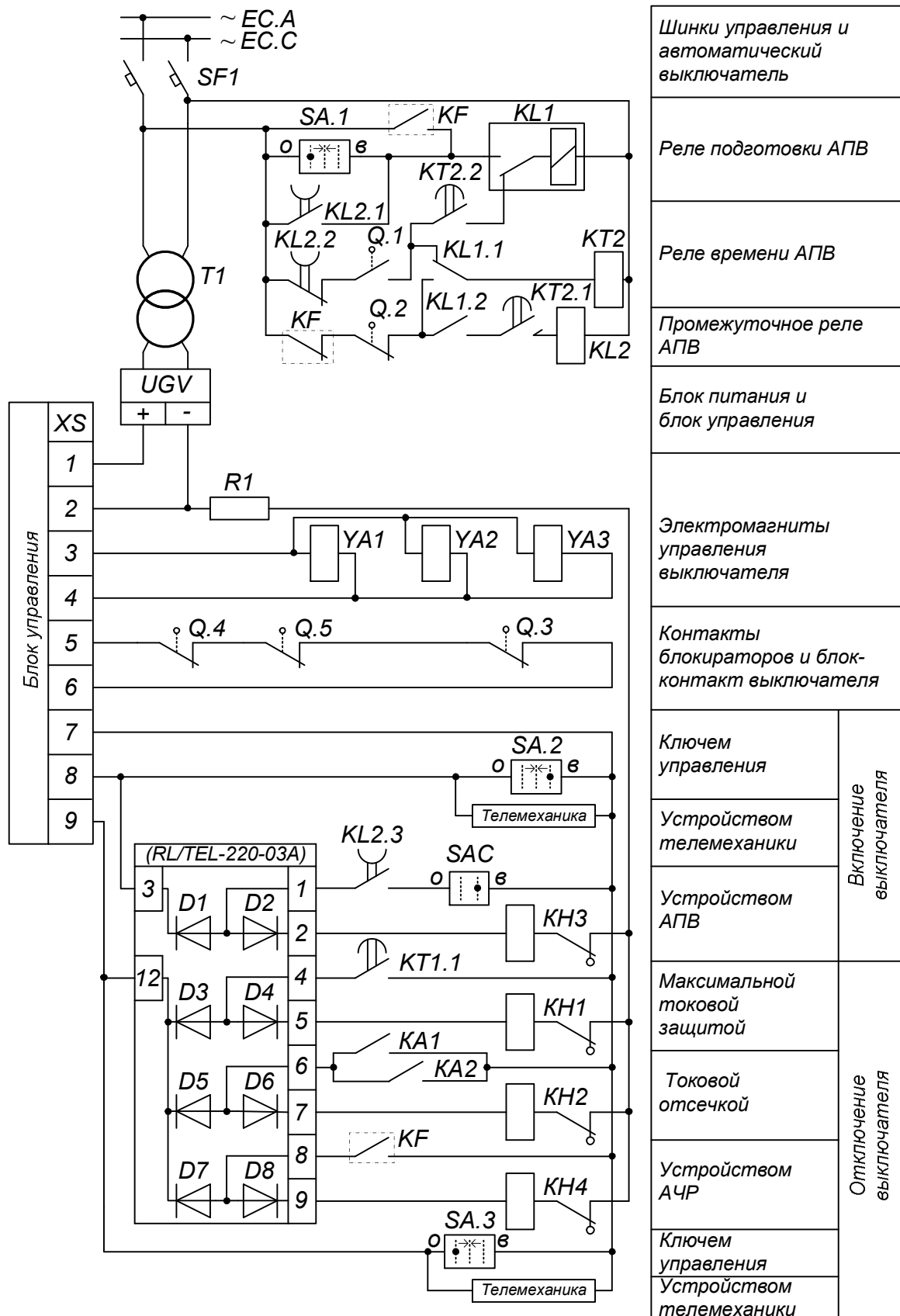
1	2	3	4	5	6
<i>V</i>	Приборы полупроводниковые и электровакуумные	<i>VC</i>	Выпрямитель		
		<i>VD</i>	Диод, стабилитрон		
		<i>VL</i>	Электровакуумный прибор		
		<i>VS</i>	Тиристор		
		<i>VT</i>	Транзистор		
<i>X</i>	Соединения контактные	<i>XA</i>	Токоъемник, скользящий контакт, испытательный блок		
		<i>XG</i>	Испытательный зажим		
		<i>XN</i>	Соединение неразборное		
		<i>XP</i>	Соединение контактное, штырь		
		<i>XS</i>	Соединение контактное, гнездо		
		<i>XT</i>	Соединение разборное		
		<i>XW</i>	Соединение ВЧ		
<i>Y</i>	Устройство механиче- ское с электромагнит- ным приводом	<i>YA</i>	Электромагнит	<i>YAC</i>	Электромагнит включения (соленоид)
				<i>YAT</i>	Электромагнит отключения

Схемы дистанционного управления выключателями



Шинки управления	
Автоматы	
От автоматики	Цепи включения
От ключа	
Реле контроля цепи включения	
От защиты	Цепи отключения
От ключа	
Реле контроля цепи отключения	
Шинки включения	
Автоматы	
Цепь электромагнита включения	
Шинки сигнализации	
Цепь звукового сигнала аварийного отключения	
Цепь звукового и светового сигналов обрыва цепи управления	
Цепь сигнализации положения «отключено»	
Цепь сигнализации положения «включено»	

Рис. Б1. Схема дистанционного управления выключателем с электромагнитным приводом.



XS – соединитель блока управления BU/TEL-220-05A;
 RL/TEL-220-03A – блок разделения сигналов

Рис. Б2. Схема управления выключателем ВВ/TEL на переменном оперативном токе.

Электромагниты управления в приводе вакуумного выключателя ВВ/TEL обеспечивают выполнение операции включения и операции отключения выключателя. При включении постоянный ток должен течь в прямом направлении – от клеммы 3 к клемме 4 соединителя XS блока управления. Для этого необходимо обеспечить замыкание контактов 7–8 на колодке XS. Отключение осуществляется замыканием контактов 7–9; при этом ток в электромагнитах протекает в обратном направлении.

СОДЕРЖАНИЕ

	3
Введение	5
1. Основные сведения о расчете устройств релейной защиты и о выборе основного и вспомогательного оборудования	6
1.1. Исходная информация и объем расчетов	6
1.2. Выбор источников оперативного тока	6
1.3. Режимы работы электрической сети	7
1.4. Выбор трансформаторов тока и напряжения	8
1.5. Выбор типов защит и устройств автоматики	8
2. Максимальные токовые защиты	9
2.1. Максимальная токовая защита линий	9
2.2. Максимальная токовая защита трансформаторов и автотрансформаторов	12
2.3. Максимальная токовая защита генераторов мощностью 1 МВт и менее	13
3. Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению	14
3.1. Максимальная токовая защита с пуском напряжения понижающих трансформаторов и автотрансформаторов	14
3.2. Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения	15
3.3. Максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения генераторов мощностью от I до 50 МВт	17
4. Токовые отсечки	19
4.1. Токовые отсечки на линиях электропередачи	19
4.2. Отсечки на линиях с двусторонним питанием	21
4.3. Отсечка с выдержкой времени	21
4.4. Токовая отсечка трансформаторов	22
4.5. Токовая отсечка электродвигателей	23
4.6. Токовая отсечка генераторов мощностью менее 1 МВт, напряжением 3-6 кВ на переменном оперативном токе	23
4.7. Отсечки по току и напряжению	24
5. Токовые защиты обратной последовательности	26
5.1. Токовые защиты обратной последовательности понижающих трансформаторов	26
5.2. Двухступенчатая токовая защита обратной последовательности генераторов мощностью до 60 МВт	27
5.3. Многоступенчатая токовая защита обратной последовательности для генераторов мощностью более 60 МВт	28
6. Защита от замыканий на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью	32
6.1. Защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора	32
6.2. Защита двигателей от замыканий на землю	36

6.3.	Защита линий с изолированной или компенсированной нейтралью напряжением 6-10 кВ	37
6.4.	Защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения блоков генератор-трансформатор	38
6.5.	Защита от замыканий на землю в сетях напряжением 35 кВ	39
7.	Защита от замыканий на землю в сетях с глухозаземленной нейтралью	40
7.1.	Максимально-токовая защита нулевой последовательности	40
7.2.	Токовая защита от нулевой последовательности трансформаторов (автотрансформаторов) блоков от внешних замыканий на землю	41
7.3.	Токовые отсечки нулевой последовательности автотрансформаторов блоков	42
7.4.	Токовые отсечки нулевой последовательности линии	43
7.5.	Токовые направленные защиты нулевой последовательности	43
8.	Продольные дифференциальные защиты	45
8.1.	Продольные дифференциальные защиты генераторов	45
8.2.	Продольная дифференциальная защита генераторов, выполненная с токовыми реле	45
8.3.	Продольная дифференциальная защита генераторов, выполненная с дифференциальными реле	46
8.4.	Продольная дифференциальная защита, выполненная с помощью дифференциальных реле с магнитным торможением	47
8.5.	Продольная дифференциальная защита электродвигателей	50
8.6.	Продольная дифференциальная защита трансформаторов	51
8.6.1.	Принципы выполнения защиты	51
8.6.2.	Дифференциальная токовая отсечка	56
8.6.3.	Дифференциальная токовая защита, выполненная на реле серии РНТ	57
8.6.4.	Продольная дифференциальная защита трансформаторов, выполненная с помощью реле с торможением	59
8.6.5.	Место включения тормозных обмоток	61
8.7.	Дифференциальная токовая защита ошиновки высшего (среднего) напряжения автотрансформаторов	61
9.	Поперечные дифференциальные защиты	66
9.1.	Поперечная дифференциальная защита генераторов	66
9.2.	Поперечные направленные дифференциальные защиты параллельных линий	67
10.	Токовые направленные защиты	75
10.1.	Максимальная токовая направленная защита линии	75
10.2.	Направленная токовая отсечка	77

11.	Дистанционные защиты	79
11.1.	Дистанционная защита линии 35-330 кВ	79
11.2.	Дистанционная защита распределительных сетей 6-20 кВ с сетевым резервированием	83
12.	Автоматическое включение резервного питания (АВР)	87
13.	Автоматическая частотная разгрузка (АЧР)	90
13.1.	Автоматическая частотная разгрузка первой категории	90
13.2.	Автоматическая частотная разгрузка второй категории	91
13.3.	Дополнительная категория АЧР	91
13.4.	Частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ)	92
14.	Автоматическое повторное включение (АПВ)	94
14.1.	Однократное трехфазное АПВ линий с односторонним питанием	94
14.2.	Двукратное АПВ линий с односторонним питанием	95
14.3.	АПВ линий с двусторонним питанием	95
14.4.	Несинхронное АПВ (НАПВ)	97
14.5.	Быстродействующее АПВ (БАПВ)	99
14.6.	АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС)	100
14.7.	АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС)	103
15.	Включение генераторов на параллельную работу	107
15.1.	Включение генераторов на параллельную работу методом самосинхронизации	107
15.2.	Синхронизатор с постоянным углом опережения	108
16.	Релейная форсировка и расфорсировка возбуждения генераторов	109
17.	Назначение и классификация устройств противоаварийной автоматики	110
17.1.	Отключение генераторов (ОГ)	113
17.2.	Специальная автоматика отключения нагрузки (САОН)	114
17.3.	Автоматика прекращения асинхронного хода (АПАХ)	115
17.4.	Автоматика ограничения опасных повышений напряжения (АОПН)	116
17.5.	Автоматика ограничения опасных повышений частоты (АОПЧ)	116
17.6.	Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН)	117
17.7.	Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ)	118
17.7.1.	Автоматика частотной разгрузки	118
17.7.2.	Автоматика частотного пуска и загрузки гидрогенераторов	118
17.8.	Примеры работы устройств противоаварийной автоматики	119
18.	Проверка трансформаторов тока на десятипроцентную погрешность	123
18.1.	Определение вторичной нагрузки трансформаторов тока	123
18.2.	Выбор расчетного вида повреждения и определение расчетного первичного тока	125

18.3. Порядок проверки трансформаторов тока на 10-процентную погрешность	126
19. Выбор вспомогательной аппаратуры, промежуточных и указательных реле	128
19.1. Выбор вспомогательных устройств и приспособлений	128
19.2. Выбор промежуточных реле	128
19.3. Выбор указательных реле	128
20. Графическая часть	134
20.1. Обозначение документа	136
20.2. Перечень элементов (спецификация)	137
20.3. Схема управления выключателем	137
21. Оформление пояснительной записки проекта (работы)	139
Библиографический список	143
Приложение А. Буквенные коды наиболее распространенных элементов и устройств, применяемые в электрических схемах	144
Приложение Б. Схемы дистанционного управления выключателями	153

Александр Николаевич Козлов,
доц. кафедры энергетики, канд. техн. наук, АмГУ

Виталий Александрович Козлов,
ведущий инженер службы перспективного развития
Дальневосточной распределительной сетевой компании;

Юрий Викторович Мясоедов,
проф. кафедры энергетики, канд. техн. наук, АмГУ

Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 5,35. Заказ 398.