ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

РОССЕТИ ФСК ЕЭС	**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «ФСК ЕЭС»**	**СТО 56947007-29.120.70.305-2020**

Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС

Стандарт организации

Дата введения: 15.05.2020

ПАО «ФСК ЕЭС»

2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации»; общие положения при разработке и применении стандартов организации – в ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»; правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие Требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: АО «НТЦ ФСК ЕЭС».

2. ВНЕСЁН: Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Департаментом инновационного развития.

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
   Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 15.05.2020 № 178.

4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А,
электронной почтой по адресу: gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

Введение 5

1 Область применения 5

2 Нормативные ссылки 6

3 Термины и определения 6

4 Обозначения и сокращения 6

5 Схемы подключения устройств РЗ и СА ко вторичным цепям ТТ, ТН 9

6 Расчет уставок устройств РЗА 6-35 кВ 12

6.1 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для воздушных и кабельных линий 6-35 кВ с односторонним питанием. 12

6.2 Выбор уставок токовых защит с пуском по напряжению 19

6.3 Выбор уставок токовых защит с зависимыми от времени характеристиками 20

6.4 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для воздушных и кабельных линий 10-35 кВ с двусторонним питанием 23

6.5 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для вводного (секционного) выключателя КРУ 6-35 кВ 25

6.6 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для силовых трансформаторов высшим напряжением 35(10; 6) кВ 28

6.7 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ, установленной на стороне НН автотрансформаторов с высшим напряжением 220-750 кВ (Таблица 5) . 36

6.8 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ длянейтралеобразующих трансформаторов (трансформаторы для подключения в нейтрали ДГК или/и резистора) 41

6.9 Выбор уставок для защиты от неполнофазного режима 42

6.10 Выбор уставок для логической защиты шин 42

6.11 Выбор уставок для защит батареи статических конденсаторов. 43

6.12 Защиты от однофазных замыканий на землю. 46

6.12.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике для сети с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью (через высокоомное сопротивление) 46

6.12.2 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике для сетей с изолированной нейтралью и резистивно-заземленной нейтралью 48

6.12.3 Защита от ОЗЗ по активной мощности нулевой последовательности (ваттметрическая защита) для сетей с компенсированной нейтралью и комбинированным заземлением нейтрали. 49

6.12.4 Сигнализация при ОЗЗ с использованием высших гармоник тока 51

6.12.5 Сигнализация при ОЗЗ с использованием напряжения основной частоты ... 51

6.12.6 Защита от ОЗЗ в сетях с низкоомным заземлением нейтрали. 52

6.13 Выбор уставок дистанционных защит ... 53
6.13.1 Выбор уставок пусковых органов ДЗ ... 53
6.13.2 Выбор уставок по реактивному и активному сопротивлению (общий подход для всех ступеней) ... 54
6.13.3 Выбор уставок по Z для всех ступеней дистанционной защиты от междуфазных КЗ. ... 56
6.13.4 Четвертая ступень дистанционной защиты ... 69
6.13.5 Особенности выбора уставок дистанционных защит параллельных линий. ... 69
6.13.6 Дистанционная защита от двойных замыканий на землю ... 71
6.14 Блокировка при качаниях ... 73
6.15 Выбор уставок блокировки при неисправностях цепей напряжения (БНН) ... 74
6.16 Выбор уставок для дифференциальной защиты шин 35 кВ (ДЗШ), дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО), включая токоограничивающий реактор(реакторы) на стороне низкого напряжения трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ ... 74
6.16.1 Дифференциальная токовая отсечка ... 74
6.16.2 Дифференциальная токовая защита шин и ошиновок с торможением ... 76
6.17 Выбор уставок для дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ), с высшим напряжением до 35 кВ ... 79
6.17.1 Выбор и расчет уставок дифференциальной отсечки ... 79
6.17.2 Выбор и расчет уставок чувствительного органа дифференциальной защиты трансформатора (с тормозной характеристикой) ... 82
6.18 Защиты по напряжению ... 87
6.18.1 Выбор уставок защиты минимального напряжения (ЗМН) ... 87
6.18.2 Выбор уставок защит от повышения напряжения (ЗПН) ... 88
6.19 Защита от дуговых замыканий(ЗДЗ). ... 90
6.20 Выбор уставок функций сетевой автоматики ... 90
6.20.1 Автоматическое повторное включение ... 90
6.20.2 Автоматический ввод резерва секционного выключателя ... 93
6.20.3 Восстановление нормального режима ... 99
6.20.4 Устройство резервирования при отказах выключателя ... 100
6.21 Требования к выбору измерительных трансформаторов тока. ... 101
7 Требования к бланку уставок ... 102
8 Примеры расчета уставок ... 105
8.1 Расчет уставок для ДЗТ ... 105
8.2 Расчет уставок ДЗШ ... 114
8.3 Примеры расчета уставок для защиты от замыканий на землю ... 117
8.4 Пример выбора уставок дистанционной защиты ... 121
Библиография ... 128

Введение

В данном СТО рассматривается методика расчета параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС.

Правильный выбор параметров срабатывания МП устройств РЗА является важным фактором повышения процента правильных действий устройств РЗА в аварийных режимах. Кроме того, обычно терминал защиты выполняет не только одну основную функцию. Терминал может осуществлять также функции устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ), функции устройства автоматического повторного включения (АПВ), функции схемы управления выключателем и другие.

В виду сложности алгоритмов защит от замыкания на землю в сетях 6-35 кВ с различными способами заземления нейтрали выбор параметров срабатывания этих защит важен для обеспечения правильного их функционирования.

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает единые требования к расчету и выбору параметров настройки и срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), установленных на оборудовании 6-35 кВ объектов ЕНЭС.

Объектами регулирования указанного стандарта организации являются совокупность устройств релейной защиты электрических сетей классов напряжения 6 – 35 кВ, а также связанных с ними на уровне управляющих сигналов (или встроенных функций) устройств автоматики: устройства резервирования при отказе выключателя (УРОВ), автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резерва (АВР), автоматики управления выключателем (АУВ), определения расстояния до места повреждения (ОМП) для следующих видов оборудования: шины, отходящие ЛЭП (КЛ, ВЛ, КВЛ), токоограничивающий реактор, линейный регулировочный (вольтодобавочный) трансформатор, УКРМ (устройства компенсации реактивной мощности, например, компенсирующие реакторы, батареи статических конденсаторов), вводной (секционный) выключатель, обмотка низкого напряжения АТ 220 кВ и АТ 330-750 кВ, трансформатор собственных нужд подстанции (ТСН), трансформатор ДГК, силовой трансформатор с обмоткой высшего напряжения 6-35 кВ, измерительный трансформатор напряжения 6-35 кВ.

Субъектами регулирования настоящего стандарта организации являются производители и пользователи устройств РЗА.

Действие стандарта организации распространяется на ПАО «ФСК ЕЭС», на организации производителей устройств РЗА при разработке ими методических указаний по расчету параметров срабатывания для своих устройств, на проектные организации, в качестве справочного.

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 7746-01 Трансформаторы тока. Общие технические условия (с Поправкой).
ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями № 1 – 3).
ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения.
ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.
ПНСТ 283-18 Трансформаторы измерительные, часть 2. Технические условия на трансформаторы тока (с Поправкой).

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, СТО 17330282.27.010.001-2008, СТО 59012820.29.020.002-2012, IEEE C37.2-2008, IEC 60255-24-2013, а также следующие термины с соответствующими определениями:

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

COMTRADE	COMmon format for TRAnsient Data Exchange, формат данных, имеющих последовательность во времени, генерируемых различными источниками с целью обмена;
RTDS	Real Time Digital Simulator– программно-аппаратный комплекс для разработки моделей энергосистемы и расчетов переходных режимов в реальном масштабе времени;
RSCAD	Программное обеспечение для создания модели энергосистемы и расчета переходных режимов в реальном масштабе времени на RTDS;
АВР	автоматика включения резерва;
АПВ	автоматика повторного включения;

АРМ РЗА	Программный комплекс для расчета электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты;
АРН	автоматика регулирования напряжения;
АУ	автоматическое ускорение;
АУВ	автоматика и управление выключателем;
БК	блокировка при качаниях;
БНТ	бросок намагничивающего тока;
БСК	батарея статических конденсаторов;
ВЛ	воздушная линия электропередачи;
ВН	высшее напряжение;
ВНР	функция восстановления нормального режима;
ГЗ	газовая защита;
ГСОЗЗ	групповая сигнализация от замыканий на землю;
ДГР	дугогасящий реактор;
ДЗ	дистанционная защита;
ДЗЛ	дифференциальная защита линии;
ДЗО	дифференциальная защита ошиновки;
ДЗТ	дифференциальная защита трансформатора;
ДЗШ	дифференциальная защита шин;
ДЗШч	очувствление функции ДЗШ;
ДТО	дифференциальная токовая отсечка;
ЗДЗ	защита от дуговых замыканий;
ЗМН	защита минимального напряжения;
ЗОП	защита обратной последовательности;
ЗП	защита от перегрузки;
ЗПВГ	защита от перегрузки токами высших гармоник;
ЗПН	защита от повышения напряжения;
ЗПО	защита от потери охлаждения;
ЗРУ	закрытое распределительное устройство;
КА	коммутационный аппарат;
КЗ	короткое замыкание;
КЛ	кабельная линия электропередачи;

КН	контроль напряжений;
КОН	контроль отсутствия напряжения;
КРУ	комплектное распределительное устройство;
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
КСЗ	комплект ступенчатых защит;
КЦН	контроль цепей напряжения;
КЦТ	контроль цепей тока;
ЛЭП	линия электропередачи;
МТЗ	максимальная токовая защита;
МФТО	междуфазная токовая отсечка;
МТЗ/U	максимальная токовая защита с пуском по напряжению;
м/ф КЗ	междуфазные КЗ;
НН	низшее напряжение;
НЗОЗЗ	направленная защита от замыканий на землю;
НП	нулевая последовательность;
НТД	нормативно-технический документ;
ОНМ	орган направления мощности;
ОРУ	открытое распределительное устройство;
ОУ	оперативное ускорение;
ПС	подстанция;
ПТН	промежуточный трансформатор напряжения;
ПТЭ	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
ПУЭ	Правила устройства электроустановок;
РЗ	релейная защита;
РПВ	реле положения «включено»;
РПН	устройство регулирования под нагрузкой;
РПО	реле положения «отключено»;
РУ	распределительное устройство;
СА	сетевая автоматика;
СВ	секционный выключатель;

СТО	стандарт организации;
Т	трансформатор;
ТНЗНП	токовая (направленная) защита нулевой последовательности;
ТЗ	технологические защиты;
ТН	трансформатор напряжения;
ТО	токовая отсечка;
ТТ	трансформатор тока;
УРОВ	устройство резервирования при отказе выключателя;
ЭМВ	электромагнит включения;
ЭМО	электромагнит отключения;
ЭЭС	электроэнергетическая система.

5 Схемы подключения устройств РЗ и СА ко вторичным цепям ТТ, ТН

Схемы подключения устройств РЗ и СА ко вторичным цепям ТТ и ТН приведены согласно защищаемому оборудованию (рисунки 1 – 5)

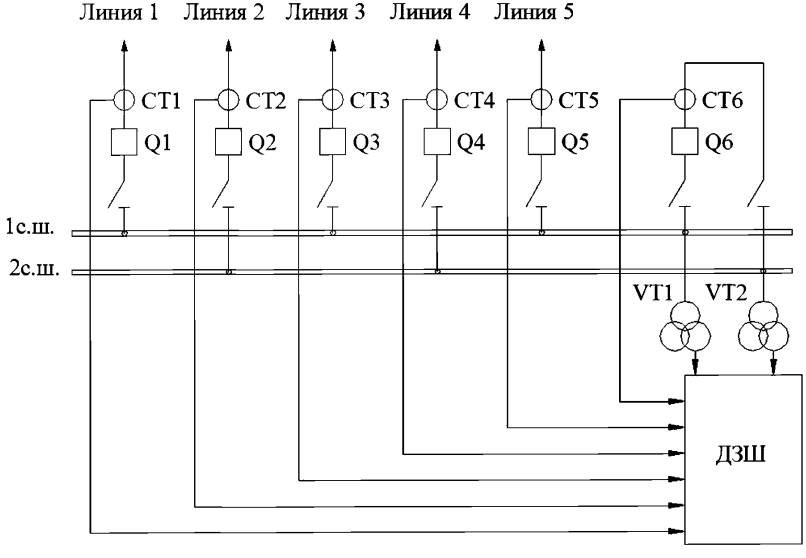


Рисунок 1. Подключение к ТТ и ТН для защиты шин

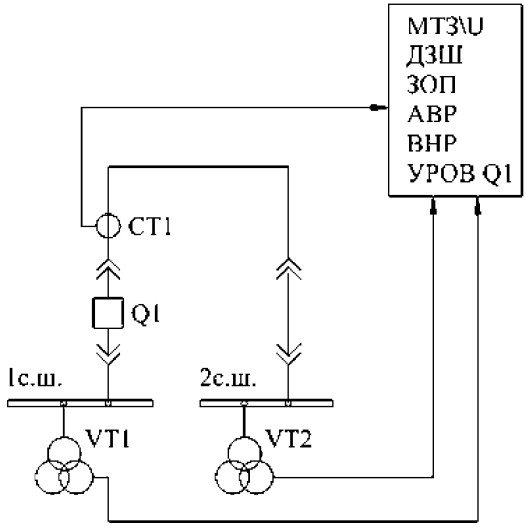


Рисунок 2. Подключение к ТТ и ТН для защит и сетевой автоматики секционного выключателя

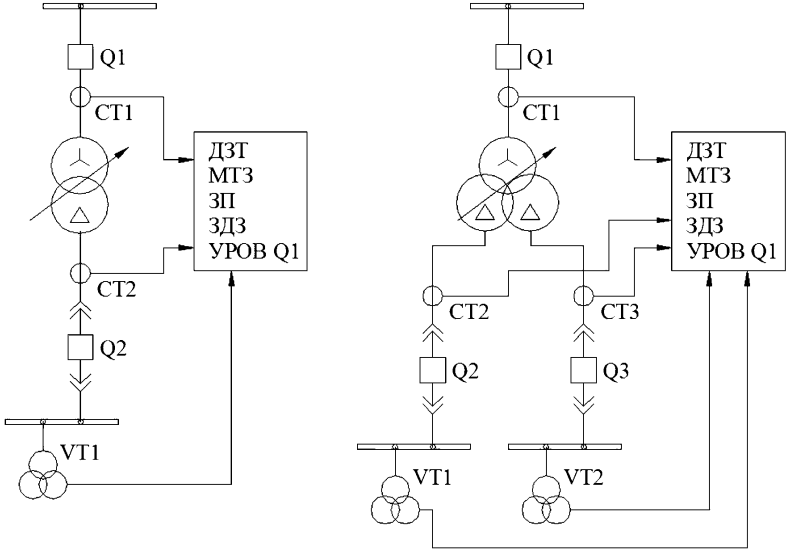


Рисунок 3. Подключение к ТТ и ТН для защит трансформаторов (слева – двухобмоточный трансформатор, справа – трехобмоточный трансформатор)

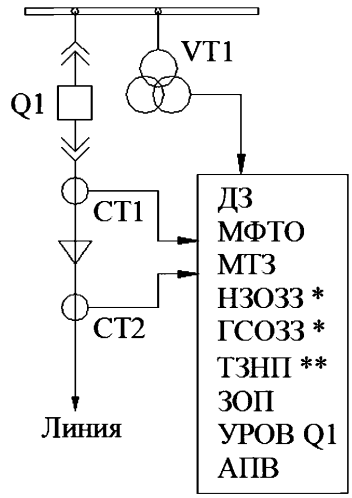


Рисунок 4. Подключение к ТТ и ТН для защит и сетевой автоматики линии
* - только для сетей с изолированной и компенсированной нейтралью.
** - только для сетей с нейтралью, заземленной через низкоомный резистор

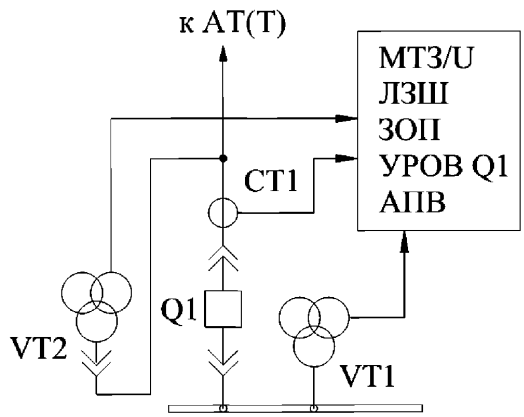


Рисунок 5. Подключение к ТТ и ТН для защит и сетевой автоматики ввода

6 Расчет уставок устройств РЗА 6-35 кВ

6.1 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для воздушных и кабельных линий 6-35 кВ с односторонним питанием

Выбор уставок токовых защит для 1-3 ступеней линий с односторонним питанием представлен в Таблице 1.

Поясняющая схема приведена на рисунке 6.

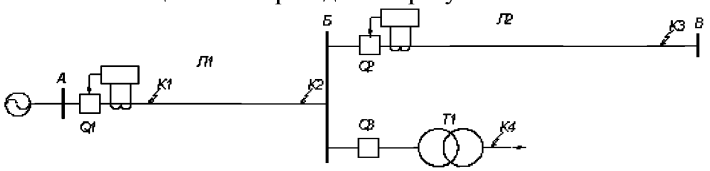


Рисунок 6. Участок сети с односторонним питанием

Таблица 1. Выбор уставок токовых защит линий с односторонним питанием				
Расчетное условие	**ФОРМУЛЫ для выбора тока срабатывания**	**ФОРМУЛА для выбора времени срабатывания**	**Расшифровка обозначений в формулах**	**ОБОСНОВАНИЕ и пояснения**
Первая ступень (отсечка без выдержки времени)				
условие I: отстройка от тока КЗ в конце защищаемого участка в максимальном режиме сети	$I^{I}_{\text{с.з.}}(\text{А}) = k_{\text{Н}} \cdot I^{(3)}_{k.max}$ (6.1-1)	$t^{I}_{\text{с.з.(А)}} = 0$ (6.1-2)	$I^{(3)}_{k.max}$ ток КЗ в конце защищаемого участка $k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности	Примечание: при наличии за спиной активной фильтросимметрирующей установки ток двухфазного КЗ может быть выше тока трёхфазного
условие II: отстройка от броска тока намагничивания	$I^{I}_{\text{с.з.(А)}} = K_{\text{броска}} \cdot \Sigma I_{\text{ном тр-ра}}$ (6.1-3)	$t^{I}_{\text{с.з.(А)}} = 0$ (6.1-4)	$\boldsymbol{K}_{\text{броска}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при броске тока намагничивания, для ступени без выдержки времени принимается равным 5 $\Sigma I_{\text{ном тр-ра}}$ - сумма номинальных токов трансформаторов, которые могут быть включены одновременно	
Из двух условий выбирается наибольший ток срабатывания $I^{I}_{\text{с.з.(А)}}$				
проверка чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)}_{\text{к.макс(А)}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1{,}2$ (6.1-5)		$I^{(3)}_{\text{к.макс(КА)}}$ - максимальный ток трехфазного КЗ в месте установки защиты	
Неселективная токовая отсечка без выдержки времени				
Условие I: обеспечение надежного срабатывания при	$I_{\text{с.з.}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(Б)}}}{k_{\text{ч}}}$ (6.1-6)	$t^{I}_{\text{с.з.(А)}} = 0$	$I^{(2)}_{\text{к.мин(Б)}}$ - минимальный ток двухфазного в конце защищаемой линии $k_{\text{ч}} = 1{,}25$	Применяется в тех случаях, когда нужно отключить КЗ по всей линии без выдержки времени(остаточное

КЗ в конце защищаемой линии				напряжение в месте установки защиты при КЗ в конце первой ступени защиты меньше 0,6Uном), селективность восстанавливается после АПВ или АВР
Условие II: отстройка от тока при трехфазном КЗ в конце зоны действия мгновенной ТО предыдущего участка в максимальном режиме работы	$I^{I}_{\text{СЗНО(А)}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I^{(I)}_{\text{с.з.пред}}}{K\text{т.расп.макс}}$ (6.1-7)	$t^{I}_{\text{с.з.(А)}} = 0$	$I^{I}_{\text{СЗНО(А)}}$ ток срабатывания неселективной отсечки $k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности согласования $I^{(I)}_{\text{с.з.пред.}}$ - ток срабатывания первой ступени защиты предыдущей линии или присоединения (трансформатор приемной подстанции	
Вторая ступень (отсечка с выдержкой времени)				
условие I: согласование по току с первыми ступенями защит предыдущих участков сети	$I^{II}_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I^{I}_{\text{с.з.пред}}}{K\text{токрасп макс}}$ (6.1-8)	$t^{II}_{\text{с.з.(А)}} = \Delta t$ (6.1-9)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности согласования $I^{(I)}_{\text{с.з.пред.}}$ - ток срабатывания первой ступени защиты предыдущей линии или присоединения (трансформатор приемной подстанции) $K_{\text{токораспр}}$ –коэффициент токораспределения –это отношение тока КЗ, протекающего через согласуемую защиту, к значе-	См. поясняющий рис. 7. Согласуемая защита – защита п/ст А. Защита, с которой производится согласование - защита п/ст Б Все КЗ в зоне действия второй ступени защиты Б, (а с запасом практически начиная с конца ***ее первой зоны***) не должны отключаться второй ступенью защиты А. На рис. 7 показано, что

			нию тока КЗ, протекающего через защиту с которой производится согласование (определяется максимальный коэффициент токораспределения путем расчетов в АРМ РЗА выбором из разных режимов КЗ, нагрузки и конфигурации сети) Δt - ступень селективности[1] – 0,3 при согласовании с МП защитами и 0,5 при согласовании с электромеханическими защитами	$I^{II}_{\text{СЗА}} > I^{I}_{\text{СЗБ}}$, то есть, данное условие выполнено
условие I А: согласование по току со вторыми ступенями защит предыдущих участков сети - обеспечивается работа второй ступени рассматриваемой линии заведомо только в зоне работы второй ступени последующего участка сети	$I^{II}_{\text{СЗ(А)}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot I^{(II)}_{\text{с.з.пред}}}{K_{\text{т.расп.макс}}}$ (6.1-10)	$t^{II}_{\text{с.з.(А)}} = t^{II}_{\text{с.з.(Б)}} + \Delta t$ (6.1-11)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности согласования $I^{(II)}_{\text{с.з.пред.}}$ - ток срабатывания второй ступени защиты предыдущей линии или присоединения (трансформатор приемной подстанции)	расчет производится по данной формуле, если не обеспечивается требуемый коэффициент чувствительности при расчете по приведенной в предыдущем пункте формуле. В данном случае, необходимо согласование вторых ступеней защит по времени (формула (6.1-9)

[1] Ступень селективности может быть уменьшена до 0,2…0,3 при необходимости и соответствующем обосновании (на смежной стороне применяются защиты и выключатели с высокой точностью и стабильностью по времени срабатывания).

условие II: отстройка от максимального рабочего тока присоединения	$I^{II}_{\text{с.з.}} = \frac{k_\text{н}}{k_\text{в}} I_{\text{раб макс}}$ (6.1-12)	$t^{II}_{\text{с.з.(А)}} = \Delta t$ (6.1-13)	$k_\text{н}$ =1,2 –коэффициент запаса $k_\text{в}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб макс}}$ – ток рабочий максимальный	
условие III: отстройка от тока самозапуска двигателей	$I^{II}_{\text{с.з.}} = \frac{k_\text{н} k_\text{сам}}{k_\text{в}} I_{\text{ном.дв}\Sigma}$ (6.1-14)	$t^{II}_{\text{с.з.(А)}} = \Delta t$ (6.1-15)	$k_\text{н}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования $I_{\text{ном.дв.}\Sigma\text{.}}$ – сумма токов нагрузки двигателей $k_\text{в}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей	Пояснение к расчету коэффициента самозапуска двигателей см. после Таблицы 1
Из трех условий выбирается наибольший ток срабатывания $I^{II}_{\text{с.з.(А)}}$ и если определяющим является условие I А, то время срабатывания выбирается по формуле (6.1-9)				
	Третья ступень (максимальная токовая защита - МТЗ)			
условие I: отстройки от максимального рабочего тока присоединения	$I^{III}_{\text{с.з.}} = \frac{k_\text{н}}{k_\text{в}} I_{\text{раб макс}}$ (6.1-16)	$t^{III}_{\text{с.з.(А)}} = t^{II}_{\text{с.з.(А)}} + \Delta t$ (6.1-17)	$k_\text{н}$ =1,2 –коэффициент надежности $k_\text{в}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб макс}}$ – ток рабочий максимальный $I_{\text{раб макс}} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}9 U_{\text{ном}}}$ S_{max} - максимальная мощность нагрузки (6.1-18)	Коэффициент самозапуска здесь не учитывается, так как формула приведена для практического отсутствия двигательной нагрузки. При наличии двигателей используется формула условия II

условие II: отстройка от тока самозапуска двигателей	$I^{III}_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} * (k_{\text{сам}} I_{\text{ном.дв}\Sigma} + I_{\text{раб макс}})$ (6.1-19)	$t^{III}_{с.з.(\text{А})} = t^{II}_{с.з.(\text{А})} + \Delta t$ (6.1-20)	$k_{\text{н}}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования $I_{\text{ном.дв.}\Sigma.}$ – сумма токов нагрузки двигателей $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей (пояснение после Таблицы 1)	
условие III: согласование по току с вторыми ступенями защит предыдущих участков сети	$I^{III}_{\text{с.з.(А)}} = \frac{k_{\text{н}} I^{II}_{\text{с.з.пред.}}}{K_{\text{т. расп. макс}}}$ (6.1-21)	$t^{III}_{с.з.(\text{А})} = t^{II}_{с.з.(\text{А})} + \Delta t$ (6.1-22)	$k_{\text{н}}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования	Аналогично условию I для выбора тока срабатывания ступени II: Все КЗ в зоне действия третей ступени защиты Б, (а с запасом практически начиная с конца ***ее второй зоны***) не должны отключаться третьей ступенью защиты А
условие III А: согласование по току с третьими ступенями защит предыдущих участков сети	$I^{III}_{\text{с.з.(А)}} = \frac{k_{\text{н}} I^{III}_{\text{с.з.пред.}}}{K_{\text{т.расп.макс}}}$ (6.1-23)	$t^{III}_{с.з.(\text{А})} = t^{III}_{с.з.(\text{Б})} + \Delta t$ (6.1-24)	Расшифровку обозначений (условие III)	расчет производится по данной формуле, если не обеспечивается требуемый коэффициент чувствительности при расчете по приведенной в предыдущем пункте формуле

Пояснение к расчету коэффициента самозапуска двигателей:

- для бытовой нагрузки К сам может быть принят равным 1,3 -1,5;
- если характер нагрузки на стороне 0,4 кВ трансформаторов неизвестен, вводиться понятие обобщенная нагрузка. Обобщенная нагрузка характеризуется значением сопротивления Хнагр* = 0,35 о.е. Значение Хнагр* = 0,35

о.е. соответствует коэффициенту самозапуска – 2,9. (Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. Учебное пособие. Часть первая. И.Л. Небрат, 1996);

- для нагрузки, содержащей двигатели на стороне 6-10 кВ, коэффициент самозапуска рассчитывается индивидуально, в зависимости от конфигурации сети, сопротивления ее элементов и соотношения мощности двигателей и прочей нагрузки (если нагрузка содержит в основном двигатели), то коэффициент самозапуска может быть определен по формуле:

$$k_{\text{сам}} = \frac{\Sigma I\text{пуск.двиг}}{I_{\text{раб макс}}}, \text{ где}$$

Iпускдвиг - пусковой ток двигателя (ток самозапуска без учета выбега двигателей)

$I_{\text{раб макс}}$- максимальный рабочий ток, питающий секции, без учета пускового тока двигателей

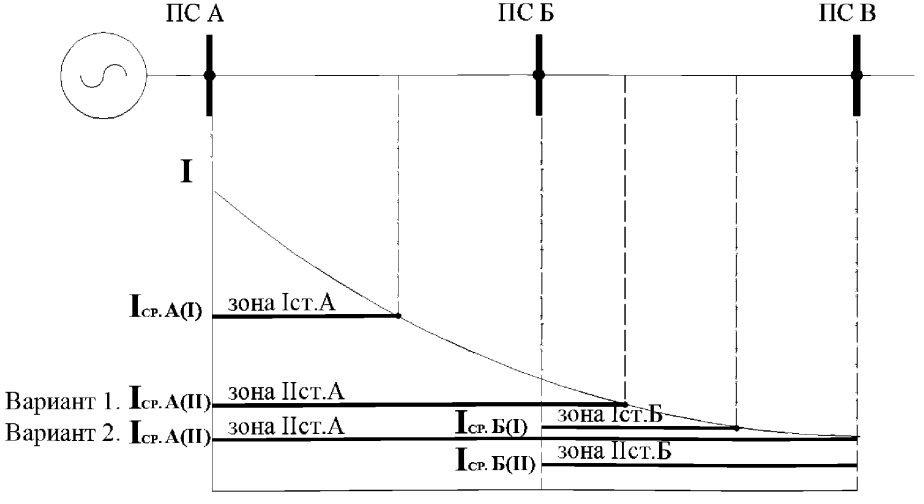


Рисунок 7. Пояснение к выбору уставок по Таблице 1 (условия I – вариант 1 и условие IA - вариант 2 для ступени II)

Чувствительность второй ступени проверяется в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме (рисунок 6).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(Б)}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1{,}3 \quad (6.1\text{-}25)$$

При отсутствии третей(резервной) ступени коэффициент чувствительности принимается равным 1,5

$I^{(2)}_{\text{к.мин(К2)}}$ минимальный ток двуфазного КЗ в конце защищаемого участка

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце предыдущего участка в минимальном режиме (рисунок 6):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(К3)}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1{,}5 \quad (6.1\text{-}26)$$

При недостаточной чувствительности второй ступени токовой защиты используется пуск по напряжению.

6.2 Выбор уставок токовых защит с пуском по напряжению

Пуск по напряжению предназначен для увеличения чувствительности срабатывания защиты, путем блокирования отдельных ступеней МТЗ при отсутствии снижения напряжения, а также для контроля срабатывания дуговой защиты при снижении напряжения на секции.

Ток срабатывания второй ступени токовой защиты при использовании пуска по напряжению рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{р.макс.}}, \quad (6.2.1)$$

где $I_{\text{р.макс.}}$ - ток нагрузки в максимальном рабочем режиме;

$k_{\text{отс}} = 1{,}2 - 1{,}4$ - коэффициент отстройки;

$k_{\text{в}} = 0{,}95$ - коэффициент возврата.

Пуск по напряжению отстраивается от минимального рабочего напряжения для исключения ложного срабатывания.

Напряжение срабатывания защиты с пуском по полному напряжению:

$$U_{\text{с.з.}} = \frac{U_{\text{р.min.}}}{k_{\text{з}} \cdot k_{\text{в}} k_{\text{сам}}}, \quad (6.2.2)$$

где $U_{\text{р.}min.}$ – минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме;

$k_{\text{з}} = 1{,}2$ – коэффициент надежной отстройки;

$k_{\text{в}} = 1{,}05$ – коэффициент возврата;

$k_{\text{сам}}$ - коэффициент самозапуска двигателей нагрузки (для сети 6-10 кВ см. расчет по формуле Таблицы 1; для сети 35 кВ данный коэффициент может быть принят равным 2,0, так как значительную часть такой сети представляет собой статическая нагрузка).

При несимметричных КЗ может быть использован пуск защит, при котором используется напряжение обратной последовательности.

Напряжение срабатывания защиты с пуском по напряжению обратной последовательности:

$$U_{\text{с.з2.}} = 5{,}0 \text{ В.}$$

Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{с.з.}}}{U_{k.max}} \quad \text{- для пуска по полному напряжению} \quad (6.2\text{-}3)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{расч.}}}{U_{\text{с.з2.}}} \quad \text{– для пуска по напряжению обратной последовательности,} \quad (6.2.4)$$

где $U_{k.max}$ – максимальное значение остаточного напряжения в месте установки защиты при КЗ в конце защищаемого или резервируемого участка. Коэффициенты чувствительности должны удовлетворять следующим условиям:

- защита должна надежно действовать при КЗ на защищаемом участке и иметь коэффициент чувствительности при КЗ в конце этого участка порядка 1,5;

- защита должна действовать при КЗ на смежном участке и иметь коэффициент чувствительности порядка 1,2.

6.3 Выбор уставок токовых защит с зависимыми от времени характеристиками

При значительной протяженности радиальной сети выдержка времени МТЗ на головном участке может достигать больших величин, что неблагоприятно при возникновении КЗ на данном участке. Поэтому в таком случае предлагается использовать характеристики с зависимой от тока выдержкой времени.

Это позволит уменьшить выдержку времени при близких КЗ.

Как видно из рис. 8 (верхний график), если МТЗ на участке АБ, установленная на подстанции А, будет иметь независимую выдержку времени, то все КЗ будут отключаться с выдержкой времени tсрБ + Δt, где tсрБ – время срабатывания МТЗ на подстанции Б, установленная на предыдущем участке.

Выбор же зависимой характеристики позволит при близких к подстанции А КЗ значительно уменьшить выдержку времени, так как близкие КЗ имеют большие токи.

Выбор характеристики срабатывания защиты с зависимой от тока выдержкой времени удобнее производить графически.

При выборе такой характеристики определяющим является условие согласования с характеристикой МТЗ предыдущего элемента сети.

Порядок согласования выбираемой время - зависимой характеристики линии с время-зависимой характеристикой или независимой от времени характеристикой предыдущего элемента приведен на рис. 8.

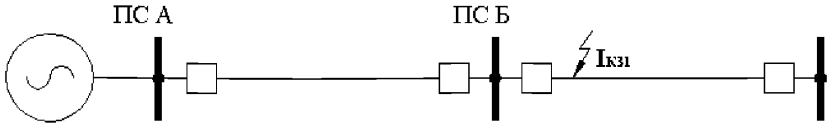
Выбор характеристики по варианту, когда время - зависимая характеристика (МТЗ А) согласуется с независимой от времени МТЗ Б производится следующим образом (верхний график):

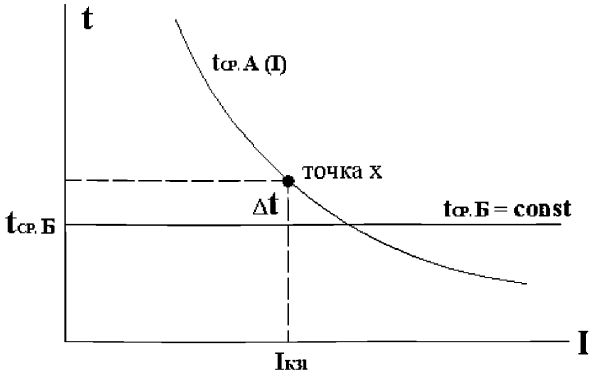
- Строится график зависимости времени срабатывания защиты предыдущего элемента от тока - tсрБ(I) = const;
- Рассчитывается ток в защите предыдущего элемента при КЗ в его начале (Iкз1);
- По оси времени откладывается ступень селективности Δt;
- Через полученную точку проводится линия, параллельная оси абсцисс;
- Выбранная характеристика для рассматриваемой МТЗ на подстанции А – tсрА(I) при токах, меньших Iкз1, должна проходить через точку Х и идти выше tсрБ(I);
- При токах больше Iкз1 характеристика tсрА(I) может располагаться как выше так и ниже tсрБ(I). Из набора характеристик следует выбрать такую, у которой при больших токах (правее I = Iкз1) будет меньшее время срабатывания.

Выбор характеристики по варианту, когда время-зависимая характеристика (МТЗ А) согласуется с время-зависимой характеристика (МТЗ Б) производится следующим образом (нижний график):

- Строится график зависимости тока срабатывания защиты предыдущего элемента от времени - tсрБ(I);
- Рассчитывается ток в защите предыдущего элемента при КЗ в его начале (Iкз1);
- По графику зависимости tсрБ(I)) определяется время срабатывания МТЗ на подстанции Б;
- По оси времени откладывается ступень селективности Δt;

- Выбранная характеристика для рассматриваемой МТЗ на подстанции А – tcpA(I) при токах, меньших Iкз1, должна идти выше tcpБ(I);
- При токах больше Iкз1 характеристика tcpA(I) может иди как выше так и ниже tcpБ(I). Из набора характеристик нужно выбрать такую, у которой при больших токах (правее точки I = Iкз1 будет меньше время срабатывания, а при токах левее точки I = Iкз1 характеристика tcpA(I) будет для каждой точки на оси токов иметь отличие по времени от характеристики tcpБ(I) не менее плюс Δt.





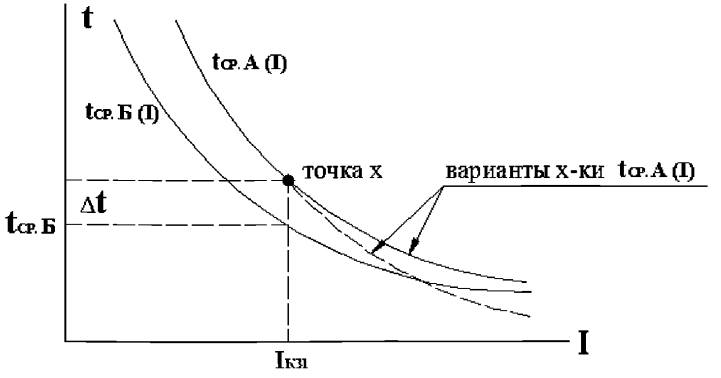


Рисунок 8. Поясняющий рисунок для случая согласования выбираемой время - зависимой характеристики линии с время-зависимой характеристикой или независимой от времени характеристикой предыдущего элемента сети

Для любого варианта согласования необходимо проверить условие отстройки от максимального рабочего тока линии:

$I_{\text{мин ср}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс}}$, где: (6.3-1)

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности;

$I_{\text{мин ср}}$ минимальный ток срабатывания защиты с время-зависимой характеристикой срабатывания.

Если условие не выполняется, то защиту с заданной время-токовой характеристикой применять нельзя.

6.4 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для воздушных и кабельных линий 10-35 кВ с двусторонним питанием

Для линий с двухсторонним питанием как правило используются три ступени направленных защит от шин в линию и одна обратно направленная ступень

Расчет токов срабатывания направленной МТЗ аналогичен расчету ненаправленной с пуском по напряжению, но при определении максимального рабочего тока следует учитывать только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию (Таблица 1).

Угол максимальной чувствительности токовых направленных защит от междуфазных КЗ выбирается равным углу линии по формуле:

$$\varphi_{\text{МЧ}} = arctg\frac{X_{\text{уд.линии}}}{R_{\text{уд.линии}}}. \quad (6.4.1)$$

Для блокирующего реле мощности угол максимальной чувствительности равен:

$$\varphi_{\text{МЧблок}} = \varphi_{\text{МЧ}} + 180 \text{ град.} \quad (6.4.2)$$

Для обычно используемой 90 градусной схемы включения реле мощности угол максимальной чувствительности на векторной диаграмме откладывается от линейного напряжения, на которое включено реле. За положительное направление принято вращение против часовой стрелки.

Некоторые производители (ЗАО «ЧЭАЗ», серия БЭМП РУ) вводят дополнительные уставки: ввод в работу направленной токовой защиты при срабатывании реле мощности, направленной от шин в линию (РНМ разреш.) и ввод в работу реле мощности при отсутствии направления мощности к шинам (РНМ блок).

Далее приводятся векторные диаграммы напряжений и токов и определение зоны срабатывания РНМ для разных типов повреждений. Защищаемая зона для рассмотренных векторных диаграмм является участок БВ, устройство установлено на подстанции Б (рисунки 8-11).

$I^{(3)}_{k.max}$ ток КЗ в конце защищаемого участка. Положение «Разреш» для уставки РНМ свидетельствует о применении РНМ-Р и разрешении срабатывания МТЗ при КЗ в точке К1 и отсутствии разрешения срабатывания МТЗ при КЗ в точке К2 (рисунок 8). Разрешающее РНМ выводит из работы МТЗ, если мощность направлена в противоположную сторону, либо уровень напряжения недостаточен для срабатывания РНМ.

Положение «Блок» для уставки РНМ свидетельствует о применении РНМ-Б и блокировании срабатывания МТЗ при КЗ в точке К2 и отсутствии блокирования срабатывания МТЗ при КЗ в точке К1 (рисунок 9). Блокирующее РНМ не влияет на работу МТЗ при неисправностях в цепях напряжения и низком уровне напряжения.

Блокирующее (обратнонаправленное) РНМ-Б резервирует направленные защиты подстанции Б, «смотрящие» в сторону подстанции А.

Ток срабатывания РНМ-Б рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{С.З.РНМ}-\text{Б}} = k_{\text{Н}} \cdot I^{(3)}_{k.max\text{А}}, \text{ где:} \qquad (6.4.3)$$

$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности;

$I^{(3)}_{k.max\text{А}}$ - ток в РНМ-Б при КЗ на подстанции А в максимальном режиме работы.

Время срабатывания РНМ-Б (рис.9) отстраивается от времени срабатывания самой медленно действующей ступени РНМ-Р подстанции Б, смотрящей на подстанцию А:

$$t_{с.з.\text{РНМ}-\text{Б}} = t_{с.з.\text{РНМ}-\text{Р}} + \Delta t \qquad (6.4.4)$$

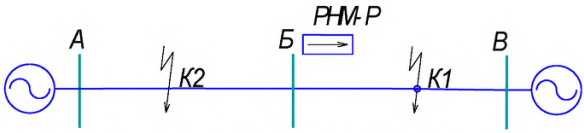


Рисунок 8. Зона срабатывания РНМ-Р (участок БВ)

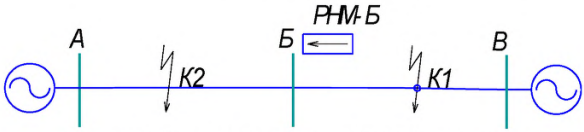


Рисунок 9. Зона срабатывания РНМ-Б (участок АБ)

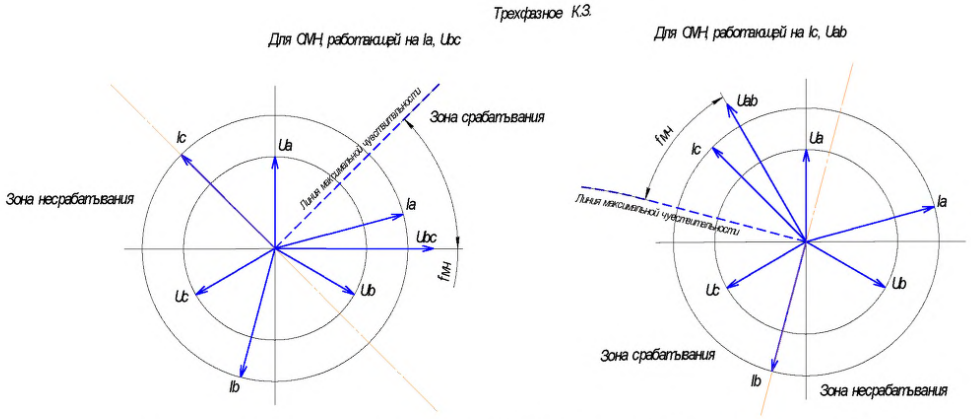


Рисунок 10. Зоны срабатывания РНМ-Р при $\varphi_{мч}$ РНМ-Р, равном 45°

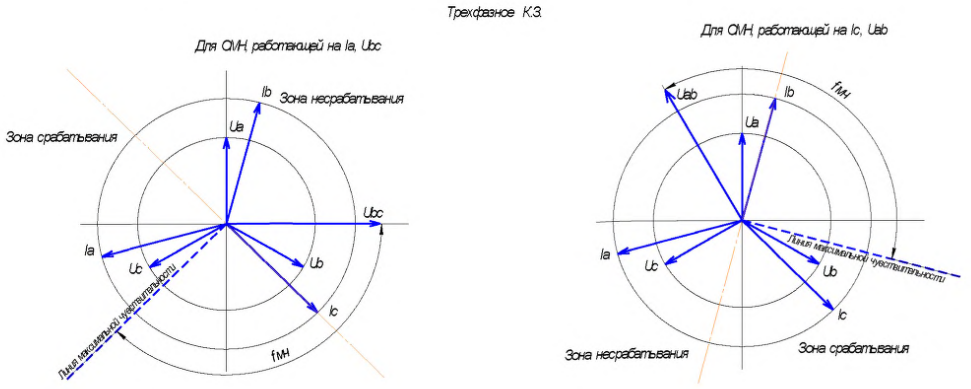


Рисунок 11. Зоны срабатывания РНМ-Б при $\varphi_{мч}$ РНМ-Б, равном 135°

6.5 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для вводного (секционного) выключателя КРУ 6-35 кВ

Для токовой защиты вводного выключателя обычно используются две (при необходимости три токовых ступени с пуском по напряжению и одна токовая ступень для логической защиты шин.

1-ая ступень - отсечка с выдержкой времени резервирует защиту шин (ДЗШ для 20-35 кВ или логическую защиту шин для 6-10 кВ).

2-ая ступень - максимальная токовая защита резервирует защиту питающих распределительную сеть фидеров.

3-ая ступень используется для логической защиты шин.

Таблица 3. Выбор уставок для токовых защит ВВ(СВ)				
Расчетное условие	**Формулы для выбора тока срабатывания**	**Формулы для выбора времени срабатывания**	**Расшифровка обозначений в формулах**	**Обоснование и пояснения**
Первая ступень (отсечка с выдержкой времени)				
условие I: согласование по току с первыми ступенями защит предыдущих участков сети (питающих фидеров)	$I^{I}_{\text{с.з.}} = K_{\text{н}} \cdot I^{I}_{\text{с.з.пред}}$ (6.5-1)	$t^{I}_{\text{с.з.}} = \Delta t$ (6.5-2)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности согласования $I^{(I)}_{\text{с.з.пред.}}$ - ток срабатывания первой ступени защиты предыдущей линии или присоединения (трансформатор приемной подстанции) Δt - ступень селективности[2] – 0,3 при согласовании с МП защитами и 0,5 при согласовании с электромеханическими защитами	Согласуемая защита – защита вводного выключателя. Защита, с которой производится согласование - защита одного из питающих фидеров с наибольшей зоной действия первой ступени защиты фидера
проверка коэффициента чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(}}}{I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}} \geq 1{,}3$ (6.5.3)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - ток при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы сети на секции НН	проверка коэффициента чувствительности
Вторая ступень (МТЗ)				
условие I: отстройка от максимального рабочего тока присоединения	$I^{\text{МТЗ}}{}_{\text{с.з.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб макс}}$ (6.5-4)	$t^{\text{МТЗ}}_{\text{с.з.ВВ}} = t^{\text{МТЗ}}_{\text{с.з.фид}} + \Delta t$ (6.5-5)	$k_{\text{н}}$ =1,2 - коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб макс}}$ - ток рабочий максимальный ввода $t^{\text{МТЗ}}_{\text{с.з.ВВ}}$ - время срабатывания МТЗ вводного выключателя;	

			$t_{с.з.фид}^{МТЗ}$ - время срабатывания МТЗ фидера	
условие II: отстройка от тока самозапуска двигателей	$I^{МТЗ}{}_{с.з.} = \frac{k_н k_{сам}}{k_в} I_{ном.дв\Sigma}$ (6.5-6)		$k_н$ =1,3 - коэффициент надежности согласования $I_{ном.дв.\Sigma}$ - сумма токов нагрузки двигателей $k_в$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей (Таблица 1)	В случае использования пуска по напряжению (см.) отстройка по этому условию не производится:
проверка коэффициента чувствительности	$k_ч = \frac{I^{(2)}_{к.мин(}}{I^{МТЗ}{}_{с.з.}} \geq 1{,}2$ (6.5.7)		$I^{(2)}_{к.мин}$ - ток при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы сети в конце одного из отходящих, питающих распределительную сеть, фидеров (выбирается тот фидер для которого Кч минимален)	проверка коэффициента чувствительности
Третья ступень(логическая защита шин)				
См. главу ЛЗШ				

[2] Ступень селективности может быть уменьшена до 0,2…0,3 при необходимости и соответствующем обосновании (на смежной стороне применяются защиты и выключатели с высокой точностью и стабильностью по времени срабатывания).

Если МТЗ для различных вариантов схем сети 6-35 кВ выполнены как функции разных терминалов и имеют действие (или одно из действий) на один и тот же выключатель, то терминал с меньшей уставкой по времени должен иметь большую уставку по току срабатывания по сравнению с другим терминалом, чтобы не произошло излишнего отключения.

6.6 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для силовых трансформаторов высшим напряжением 35(10; 6) кВ

Токовые защиты устанавливаются на стороне ВН, если силовой трансформатор не имеет расщепленную обмотку со стороны низкого напряжения. Если со стороны НН имеется расщепленная обмотка, то предусматривается защита каждого выключателя ввода (как резервная для своей группы фидеров). Выбор уставок по току и времени срабатывания, расчеты коэффициентов чувствительности для токовых защит трансформатора с высшим напряжением 35 кВ приведены в Таблице 2. Схема трансформатора с прилегающей сетью приведена на рис. 12.

На НН трансформаторов 10(6,3)/0,4 кВ, в случае отсутствия чувствительности МТЗ на стороне ВН к однофазным КЗ на стороне НН, в нейтрали трансформатора(«звезда с нулем») устанавливается специальная защита от однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ. Подключается к ТТ, установленному в нейтрали обмоток НН. Выбор уставок специальной токовой защиты (Таблица 4, последняя графа).

Расчет необходимых токов для выбора уставок производится в АРМ СРЗА, где учитывается группа соединений силового трансформатора. Для МП терминалов обычно группа соединений является уставкой защиты, поэтому трансформаторы тока на обеих сторонах силового трансформатора соединяются в звезду. В случаях, когда ТТ уже подключены для компенсации фазового сдвига токов первичных обмоток силового трансформатора «треугольник – звезда» при расчетах используется коэффициент схемы.

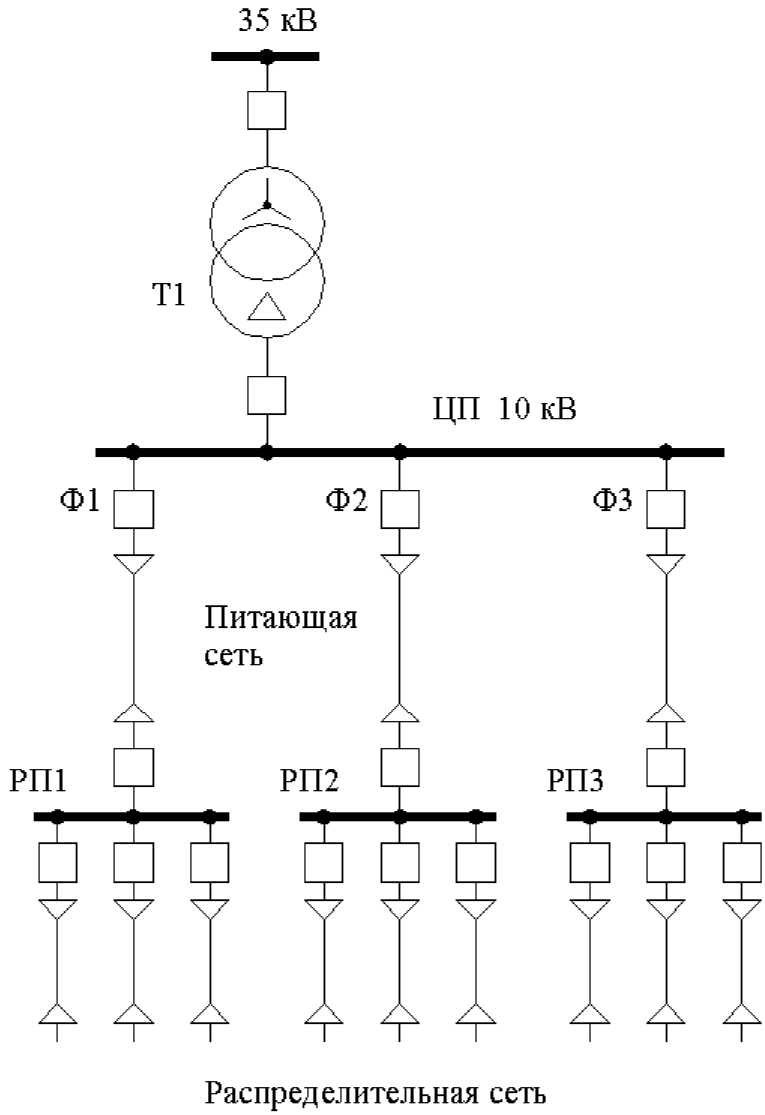


Рисунок 12. Схема защищаемого трансформатора 35 кВ с прилегающей сетью

Таблица 4. Выбор уставок токовых защит трансформатора на стороне ВН (пример на рис. 12) и специальной токовой защиты от однофазных КЗ на стороне НН 0,4 кВ трансформатора

Расчетное условие	Формулы для выбора тока срабатывания и проверки коэффициента чувствительности	Формула для выбора времени срабатывания	Расшифровка обозначений в формулах	Обоснование и пояснения
Первая ступень (отсечка без выдержки времени) на стороне ВН – от внутренних повреждений в части трансформатора, а при наличии ДЗТ – в качестве его резервной защиты				
условие I Отстройка от тока КЗ на выводах НН трансформатора	$I^{I}_{\text{с.з.(ВН)}} = k_{\text{Н}} \cdot I^{(3)}_{k.max}$ (6.6.1)	$t^{I}_{\text{с.з.(ВН)}} = 0$ (6.6.2)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности отстройки. $I^{(3)}_{k.max\text{ВН}} = К_{\text{сх}} \cdot К_{\text{тр}} \cdot I^{(3)}_{k.max\text{НН}}$ - ток на стороне 10(6,3) кВ при КЗ на стороне НН. $k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности отстройки. $К_{\text{сх}} = 1/\sqrt{3}$ - коэффициент схемы для соединения обмоток треугольник/звезда с нулем. $К_{\text{сх}} = 1$ - коэффициент схемы для соединения обмоток звезда/звезда с нулем. $К_{\text{тр}}$ - коэффициент трансформации	$I^{(3)}_{k.max\text{ВН}}$ определяется при таком положении РПН, когда сопротивление трансформатора минимально
условие II Отстройка от броска тока намагничивания	$I^{I}_{\text{с.з.(ВН)}} = K_{\text{броска}} \cdot \Sigma I_{\text{ном тр-ра}}$ (6.6.3)	$t^{I}_{\text{с.з.(ВН)}} = 0$ (6.6.4)	$K_{\text{броска}}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока при броске тока намагничивания, для ступени без выдержки времени может быть принят равным 5.	

			$\Sigma I_{\text{ном тр–ра}}$ - сумма номинальных токов трансформаторов, которые могут быть включены одновременно.	
Из двух условий выбирается наибольший ток срабатывания $I^{I}_{\text{с.з.(А)}}$				
Проверка чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1{,}5$ (6.6.5)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - минимальный ток двухфазного КЗ в месте установки защиты(на стороне ВН)	
МТЗ первая ступень на стороне ВН – при отсутствии ДЗТ для защиты трансформатора от внутренних повреждений, не защищаемых отсечкой, и питающей сети, а при наличии ДЗТ - как резервная защита трансформатора и питающей сети				
Условие I: Отстройка от максимального рабочего тока трансформатора	$I^{I}_{\text{с.з.мтз.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{перег}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.6.6)	$t^{I}_{\text{с.з.мтз}} = t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$ (6.6.7)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб.макс.тр-ра}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора[3] $k_{\text{перег}}$ – допустимая кратность перегрузки трансформатора в соответствии с ПТЭ $t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}}$ – время срабатывания самой медленно действующей защиты питающей сети	
Условие II: Отстройка от тока самозапуска двигателей на напряжении 6-10 кВ только для трансформатора с	$I^{I}_{\text{с.з.мтз.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сам}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.дв}\Sigma}$ (6.6.8)		$k_{\text{н}}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования $I_{\text{ном.дв.}\Sigma\text{.}}$ – сумма токов нагрузки двигателей $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей	Если двигатели на напряжение 6-10 кВ отсутствуют, то отстройка тока срабатывания по

[3] Если номинальный ток силового трансформатора больше максимального рабочего тока, то в формулу подставляется номинальный ток.

напряжением ВН 35 кВ				этому условию не производится
	Расчет коэффициента самозапуска двигателей. Если нагрузка содержит в основном двигатели, то коэффициент самозапуска может быть определен по формуле: $k_{\text{сам}} = \frac{\Sigma I\text{пускдвиг}}{\Sigma I\text{ном двиг}}$, где ΣIпуск. двиг – сумма пусковых токов двигателей; ΣIном. двиг – сумма номинальных токов двигателей. В других случаях коэффициент самозапуска рассчитывается индивидуально, в зависимости от конфигурации сети, сопротивления ее элементов и соотношения мощности двигателей и прочей нагрузки.			
условие III: отстройка от тока самозапуска двигателей на напряжении 0,4 кВ только для трансформатора ВН 10(6,3) кВ			Для бытовой нагрузки Ксам может быть принят равным 1,3 -1,5. Если характер нагрузки на стороне 0,4 кВ трансформаторов неизвестен, вводиться понятие обобщенная нагрузка. Обобщенная нагрузка характеризуется значением сопротивления Хнагр* = 0,35 о.е. Значение Хнагр* = 0,35 о.е. соответствует коэффициенту самозапуска – 2,9. (Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. Учебное пособие. Часть первая. И.Л. Небрат 1996)	
Из двух условий выбирается наибольший ток срабатывания $I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}$				
проверка коэффициента чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(}}}{I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}} \geq 1{,}3$ (6.6.9)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - ток двуфазного КЗ в минимальном режиме работы сети на шинах одного из распределительных пунктов (РП), где он имеет наименьшее значение	

условие при наличии пуска по напряжению со стороны НН: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора и минимального рабочего напряжения на стороне НН трансформатора	$I^{I}_{\text{с.зМТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.6.10) $U_{\text{с.з.(НН)}} = \frac{U_{\text{р.}min.}}{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}} k_{\text{сам}}}$	$t^{I}_{\text{с.з.мтз}} = t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$ (6.6.11)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб.макс.тр-ра}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора[4] $t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}}$ – время срабатывания самой медленно действующей защиты питающей сети $U_{\text{р.}min.}$ – минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме $k_{\text{н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежности; $k_{\text{в}} = 1{,}05$ – коэффициент возврата	при недостаточной чувствительности используется пуск по напряжению со стороны НН трансформатора
проверка коэффициента чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(}}}{I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}} \geq 1{,}3$ (6.6.12)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - ток двуфазного КЗ в минимальном режиме работы сети на шинах одного из распределительных пунктов (РП), где он имеет наименьшее значение	
МТЗ вторая ступень на стороне ВН - для защиты распределительной сети				
условие I: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора	$I^{II}_{\text{с.зМТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ 7.6.13)	$t^{II}_{\text{с.з.мтз}} = t^{I}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$, где: $t^{I}_{\text{с.з.мтз}}$ - время срабатывания первой ступени защиты МТЗ на стороне ВН (6.6.14)	$k_{\text{н}}$ =1,2 –коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ). $I_{\text{ном тр-ра}}$ – номинальный ток трансформатора	
условие II	$I^{II}_{\text{с.зМТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сам}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.дв}\Sigma}$ (6.4.15)		$k_{\text{н}}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования. $I_{\text{ном.дв.}\Sigma.}$ – сумма токов нагрузки двигателей.	Если двигатели на напряжение 6-

[4] Если номинальный ток силового трансформатора больше максимального рабочего тока, то в формулу подставляется номинальный ток.

отстройка от тока самозапуска двигателей на напряжении 6-10 кВ:			$k_в$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ)	10 кВ отсутствуют, то отстройка тока срабатывания по этому условию не производится
Проверка коэффициента чувствительности	$k_ч = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I^{II}_{с.зМТЗ.}} \geq 1,5$ (6.6.16)		$I^{(2)}_{к.мин}$ - минимальный ток, протекающий на стороне ВН при двухфазном КЗ в конце последующего за трансформатором элемента сети	
Условие при наличии пуска по напряжению со стороны НН: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора и минимального рабочего напряжения на стороне НН трансформатора	$I^{II}_{с.зМТЗ.} = \frac{k_н}{k_в} I_{раб.макс.тр}$ (6.6.17) $U_{с.з.(НН)} = \frac{U_{р.min.}}{k_з \cdot k_в k_{сам}}$ (6.6.18)		$U_{р.min.}$ – минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме на стороне низкого напряжения (НН) $k_з = 1,2$ – коэффициент надежной отстройки; $k_в = 1,05$ – коэффициент возврата	При недостаточной чувствительности используется пуск по напряжению со стороны НН трансформатора
Проверка коэффициента чувствительности	$k_ч = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I^{II}_{с.зМТЗ.}} \geq 1,5$ (6.6.19)		$I^{(2)}_{к.мин}$ - минимальный ток, протекающий на стороне ВН при двухфазном КЗ в конце последующего за трансформатором элемента сети	
Защита от перегрузки				
Отстройка от номинального тока трансформатора	$I_{перегр} = \frac{k_{отст}}{k_в} I_{ном\ тр-ра}$ (6.6.20)	$t^{сигн}_{перегр} \geq 10$ с (6.7.24) $t^{откл}_{перегр}$ -	$k_{отстр}$ - коэффициент перегрузки – 1,05	Защита действует и на сигнал

		определяется по перегрузочной характеристики трансформатора		
Специальная токовая защита от однофазных КЗ на стороне НН 0,4 КВ				
Отстройка от тока в нулевом проводе силового трансформатора при допустимой несимметрии нагрузки по фазам (ГОСТ 11677)	$I_{\text{с.з.спец.з.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} 3I_{0\ \text{макс.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{несим.}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.6.21)	$t_{с.з.\text{спец.з}} = t_{с.з.\text{нп}} + \Delta t$ (6.6.22)	$k_н = 1{,}2$ – коэффициент надежности. $k_в$ – коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ). $3I_{0\ \text{макс.}}$ – максимально допустимый ток нулевой последовательности трансформатора на стороне НН. $I_{\text{раб.макс.тр-ра}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора.[5] $k_{\text{несим.}}$ – допустимая кратность перегрузки трансформатора по току нулевой последовательности. (0,75 при схеме соединения «треугольник-звезда» и 0,25 при схеме соединения «звезда-звезда»). $t_{с.з.\text{нп}}$ – время срабатывания защиты нулевой последовательности, устанавливаемой на отходящих от секции НН присоединениях и действующая на отключение автомата (как правило $t_{с.з.\text{нп}}$ равна нулю). $\Delta t = 0{,}5$ с - ступень селективности	

[5] Если номинальный ток силового трансформатора больше максимального рабочего тока, то в формулу подставляется номинальный ток.

6.7 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ, установленной на стороне НН автотрансформаторов с высшим напряжением 220-750 кВ (Таблица 5)

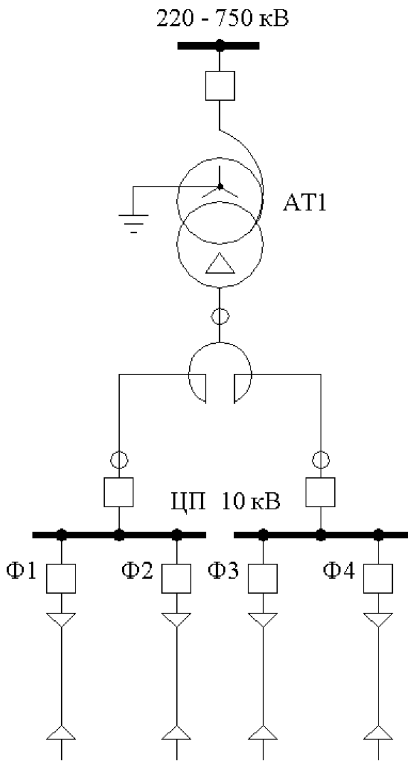


Рисунок 13. Автотрансформатор с прилегающей сетью на НН

Таблица 5. Выбор уставок для токовых защит на стороне НН автотрансформатора (пример на рис. 13)				
Расчетное условие	**ФОРМУЛЫ для выбора тока срабатывания и проверки коэффициента чувствительности**	**ФОРМУЛА для выбора времени срабатывания**	**Расшифровка обозначений в формулах**	**ОБОСНОВАНИЕ и пояснения**
Первая ступень МТЗ на стороне НН – для резервирования дифференциальной защиты ошиновки, включающую ЛРТ или реактора(ы) - рис. 13				
условие I: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора	$I^{I}_{\text{с.з.мтз.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{перег}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.1) для однофазных автотрансформаторов, с расположением ТТ внутри треугольника: $I^{I}_{\text{с.з.МТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}\sqrt{3}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.3)	$t^{I}_{\text{с.з.мтз}} = t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$ (6.7.2)	$k_{\text{н}}$ =1,2 - коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб.макс.тр-ра}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора $k_{\text{перег}}$ – допустимая кратность перегрузки автотрансформатора в соответствии с ПТЭ $t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}}$ - время срабатывания самой медленно действующей защиты питающей сети	

условие II: отстройка от тока самозапуска двигателей 6-10 кВ	$I^{I}_{\text{с.з.мтз.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сам}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.дв}\Sigma}$ (6.7.4)		$k_{\text{н}}$ =1,3 – коэффициент надежности согласования $I_{\text{ном.дв.}\Sigma\text{.}}$ – сумма токов нагрузки двигателей $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей	
Из двух условий выбирается наибольший ток срабатывания $I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}$				
проверка коэффициента чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(}}}{I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}} \geq 1{,}3$ (6.7.5)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - ток на стороне НН автотрансформатора при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы сети на секции НН	
условие при наличии пуска по напряжению со стороны НН: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора и минимального рабочего напряжения на стороне НН трансформатора	$I^{I}_{\text{с.з}}$МТЗ. $= \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.6) для однофазных автотрансформаторов, с расположением ТТ внутри треугольника: $I^{I}_{\text{с.з}}$МТЗ. $= \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}\sqrt{3}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.8)	$t^{I}_{\text{с.з.мтз}} = t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$ (6.7.10)	$k_{\text{н}}$ =1,2 - коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $I_{\text{раб.макс.тр-ра}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора[6] $t^{\text{фид}}_{\text{с.з.мтз}}$ – время срабатывания самой медленно действующей защиты питающей сети $U_{\text{р.min.}} = 0{,}9U_{\text{ном}}$ – минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме $k_{\text{н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежной отстройки; $k_{\text{в}} = 1{,}05$ – коэффициент возврата	при недостаточной чувствительности используется пуск по напряжению секции шин НН

[6] Если номинальный ток силового трансформатора больше максимального рабочего тока, то в формулу подставляется номинальный ток.

	$U_{\text{с.з.(НН)}} = \frac{U_{\text{р.}min.}}{k_{\text{з}} \cdot k_{\text{в}}}$ (6.7.9)			
проверка коэффициента чувствительности	$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(}}}{I^{I}_{\text{с.з.мтз.}}} \geq$ 1,3 (6.7.11)		$I^{(2)}_{\text{к.мин}}$ - ток на стороне НН автотрансформатора при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы сети на секции шин НН	
Вторая ступень МТЗ на стороне НН – для резервирования отходящих от секций шин НН фидеров				
условие I: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора	$I^{II}_{\text{с.з.мтз.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{перег}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.12) для однофазного исполнения обмоток стороны НН: $I^{I}_{\text{с.зМТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}}}{k_{\text{в}}\sqrt{3}} I_{\text{раб.макс.тр}}$ (6.7.13)	$t^{II}_{\text{с.з.мтз}} = t^{I}_{\text{с.з.мтз}} + \Delta t$, где: $t^{I}_{\text{с.з.мтз}}$ -время срабатывания первой ступени защиты МТЗ на стороне НН (6.7.14)	$k_{\text{н}}$ =1,2 - коэффициент надежности $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{перег}}$ – допустимая кратность перегрузки автотрансформатора в соответствии с ПТЭ	
условие II: отстройка от тока самозапуска двигателей 6-10 кВ:	$I^{II}_{\text{с.зМТЗ.}} = \frac{k_{\text{н}} k_{\text{сам}}}{k_{\text{в}}} I_{\text{ном.дв}\Sigma}$ (6.7.15)		$k_{\text{н}}$ =1,3 –коэффициент надежности согласования $I_{\text{ном.дв.}\Sigma.}$ – сумма токов нагрузки двигателей $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата (определяется в паспорте устройства МП РЗА или в РЭ) $k_{\text{сам}}$ – коэффициент самозапуска двигателей	

Проверка коэффициента чувствительности	$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I^{II}_{с.зМТЗ.}} \geq 1{,}5$ (6.7.16)		$I^{(2)}_{к.мин}$ - минимальный ток, протекающий на стороне НН при двухфазном КЗ в конце одного из отходящих от секции шин НН фидеров	
условие при наличии пуска по напряжению со стороны НН: отстройка от максимального рабочего тока трансформатора и минимального рабочего напряжения на стороне НН трансформатора	$I^{II}_{с.зМТЗ.} = \frac{k_{н}}{k_{в}} I_{раб.макс.тр}$ (6.7.17) $U_{с.з.(НН)} = \frac{U_{р.min.}}{k_{з} \cdot k_{в}}$ (6.7.18)		$U_{р.min.}$ – минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме на стороне низкого напряжения (НН) $k_{н} = 1{,}2$ – коэффициент надежной отстройки; $k_{в} = 1{,}05$ – коэффициент возврата.	при недостаточной чувствительности используется пуск по напряжению секции шин НН
Проверка коэффициента чувствительности	$k_{ч} = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I^{II}_{с.зМТЗ.}} \geq 1{,}5$ (6.7.19)		$I^{(2)}_{к.мин}$ - минимальный ток, протекающий на стороне НН при двухфазном КЗ в конце при двухфазном КЗ в конце одного из отходящих от секции шин НН фидеров	

6.8 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для-нейтралеобразующих трансформаторов (трансформаторы для подключения в нейтрали ДГК или/и резистора)

Случай 1. Нейтралиобразующий трансформатор имеет нагрузку на стороне НН (обычно - это ТСН).

Выбор уставок практически не отличается от выбора уставок обычного силового трансформатора , если мощность Sтр-ра намного больше мощности ДГК(резистора) - Sдгк(резистора).

Случай 2. Трансформатор предназначен только для подключения ДГК или резистора.

Выбор уставки по току срабатывания МТЗ производится по формуле:

$$I^{МТЗ}_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} \frac{I_{ном\ дгк(рез)}}{3}, \text{ где:} \qquad (6.8.1)$$

$I_{ном\ дгк}$ - номинальный ток ДГК.

Случай 3. Нейтралиобразующий трансформатор имеет нагрузку со стороны НН и его мощность сопоставима с мощностью ДГК(резистора).

$$I^{МТЗ}_{с.з} = \frac{k_н}{k_в} (I_{раб.макс} + \frac{I_{ном\ дгк(рез)}}{3}). \qquad (6.8.2)$$

6.9 Выбор уставок для защиты от неполнофазного режима

Защита от неполнофазного режима по отношению токов обратной и прямой последовательности может быть использована для защиты воздушных и кабельных линий, а также защиты двигателей.

Она обеспечивает лучшую чувствительность и стабильность по сравнению с функцией токовой защиты обратной последовательности, так как она использует соотношение токов обратной к прямой последовательностей, которое является относительно постоянным в случае изменения нагрузки.

Функция основана на измерении небаланса между токами обратной и прямой последовательности.

Уставка по отношению токов прямой и обратной последовательности рассчитывается по формуле:

$$\frac{I_2}{I_1}^{ЗНР}_{с.з} = 10\,\%\,. \qquad (6.9.1)$$

Выдержка времени ЗНР на сигнал или отключение $t_{ЗНР.2}$ должна быть отстроена от максимального времени действия защит при междуфазных КЗ:

$$t_{ЗНР.2} = t_{рез.макс} + \Delta t, \qquad (6.9.2)$$

где $t_{рез.макс}$ – максимальное время действия резервных защит питающей сети;

$\Delta t = 0.5 \div 1.0$ – время запаса.

6.10 Выбор уставок для логической защиты шин

Для логической защиты шин используется одна из ступеней МТЗ вводного выключателя с блокировкой от срабатывания токовых пусковых органов защит присоединений, отходящих от шин.

Ток срабатывания ступени токовой защиты при использовании для логической защиты шин, рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{с.з.ЛЗШ} = \frac{k_н}{k_в} * (k_{сам} I_{ном.дв\Sigma} + I_{раб\ макс}), \qquad (6.10.1)$$

где $k_з = 1{,}1$ - коэффициент запаса;

$k_{самз}$ - коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей. См. пояснение после Таблицы 1;

$k_В = (0{,}95 - 0{,}99)$ - коэффициент возврата токовых защит.

$I_{нагр\Sigma}$ - максимальный ток нагрузки, без учета пускового тока двигателей.

Максимальный ток нагрузки присоединения определяется как:

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3}\cdot 0{,}9 U_{\text{ном}}}, \qquad (6.10.2)$$

где S_{max} — максимальная мощность нагрузки.

$I_{\text{пуск}\Sigma\text{двиг}}$ – суммарная величина пускового тока высоковольтных электродвигателей.

Для предотвращения срабатывания ЛЗШ, когда ток поврежденного фидера недостаточен для срабатывания своей МТЗ (КЗ далеко в сети) необходимо выполнить ***согласование тока срабатывания ЛЗШ с током срабатывания соответствующей ступени МТЗ, отходящих от шин присоединений и током срабатывания ступени МТЗ секционного выключателя.***

$$I_{\text{с.з.ЛЗШ}} \geq \frac{k_з}{k_{\text{токраспр}}}\left(I_{\text{с.з.МТЗ фид.(СВ)}}\right), \qquad (6.10.3)$$

где $k_з = 1{,}2$ — коэффициент запаса;

$k_{\text{токраспр}}$ - коэффициент токораспределения, равный отношению значения тока КЗ, протекающего через поврежденное присоединение, к значению тока КЗ, протекающего через ввод. В формулу подставляется минимальное значение коэффициента токораспределения.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин(КЗ)}}}{I_{\text{с.з.ЛЗШ}}} \geq 1{,}5, \qquad (6.10.4)$$

где $I^{(2)}_{\text{к.мин(КЗ)}}$ – минимальный ток двухфазного КЗ.

Время срабатывания ступени токовой защиты при использовании для логической защиты шин принимается равным от 100 до 200 мс, в зависимости от величины тока КЗ на шинах.

6.11 Выбор уставок для защит батареи статических конденсаторов.

6.11.1 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для батареи статических конденсаторов

Ток срабатывания первой ступени токовой защиты выбирается из условия отстройки от тока включения БСК(в режиме включения батареи возникает электромагнитный переходный процесс) и рассчитывается по следующей формуле:

$$I^{I}_{\text{с.з.}} \geq \frac{k^{I}_{\text{отс}}\cdot k_{\text{схемы}}}{k_{\text{тт}}} I_{\text{БСК}}, \qquad (6.11.1.1)$$

где: $k^{I}_{отс} = 2,5$ – коэффициент отстройки, учитывающий переходный процесс при включении БСК.

$k_{схемы}$ = 1 (если конденсаторы соединены в звезду) или √3 (если конденсаторы соединены в треугольник).

$k_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$I_{БСК}$ – ток установившегося режима БСК или ток разряда БСК на место внешнего КЗ.

Ток установившегося режима БСК рассчитывается по формуле:

$$I_{БСК} = \frac{U_{номфаз}}{\frac{1}{\omega Сэ} - Хс - Х_{реакт}}, \quad (6.11.1.2)$$

где:

$Х_с$ – индуктивное сопротивление системы;

$U_{номфаз}$ - номинальное фазное напряжение;

Сэ –эквивалентная емкость конденсаторов одной фазы емкость конденсаторов;

$Сэ = \frac{Ск}{n} m$, где:

Ск - емкость одного конденсатора;

m - число параллельных ветвей в батареи;

n - число последовательных конденсатором в батареи;

$Х_{реакт}$ - сопротивление демпфирующего реактора.

Время срабатывания первой ступени токовой защиты принимается равным 0.

Если возможно ***подключение второй БСК при включенной первой***, то возникает кратковременный большой уравнительный ток:

$I_{уравн} = \frac{U_{номфаз} \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot R_{внутр}}$, где:

$R_{внутр}$ - внутреннее сопротивление БСК.

От тока такой величины отсечку отстроить невозможно. Поэтому, в данном случае, рекомендуется время срабатывания отсечки выбирать равным 20-30 мс.

К этому моменту времени уравнительный ток практически исчезнет.

Ток срабатывания второй ступени токовой защиты рассчитывается по той же формуле, но так как выдержка времени выбирается большей с расчетом полного затухания переходного процесса, то

$k^{II}_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

Время срабатывания второй ступени токовой защиты выбирается из соображений полного затухания переходного процесса при включении БСК и принимается равной 200 мс.

Коэффициент чувствительности первой ступени рассчитывается по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз\ ввода}}{I^{I}_{с.з.}} \geq 1{,}1, \qquad (6.11.1.3)$$

где:

$I_{кз\ ввода}$ - минимальный ток КЗ на вводе БСК (КЗ за демпфирующим реактором).

Коэффициент чувствительности второй ступени рассчитывается по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз\ мин}}{I^{II}_{с.з.}} \geq 1.2\,, \qquad (6.11.1.4)$$

где:

$I_{кз\ кз\ мин}$ - минимальный ток при КЗ в БСК.

Если коэффициент чувствительности получится меньше 1,1, то применение первой ступени не целесообразно.

6.11.2 Выбор уставок для защиты от перегрузки токами высших гармоник БСК

Ток срабатывания первой ступени защиты от перегрузки, действующей на отключение, выбирается из условия отстройки от тока БСК установившегося режима и рассчитывается по формуле:

$$I^{I}_{с.з.} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{схемы}}{k_{тт}} I_{БСК}, \qquad (6.11.2.1)$$

где: $k^{I}_{отс} = 1{,}3$ – коэффициент отстройки.

$k_{схемы}$ = 1(если конденсаторы соединены в звезду) или $\sqrt{3}$ (если конденсаторы соединены в треугольник).

$k_{тт}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$I_{БСК}$ – ток установившегося режима БСК или ток разряда БСК на место внешнего КЗ.

Ток установившегося режима БСК рассчитывается по формуле:

$$I_{БСК} = \frac{U_{номфаз}}{\frac{1}{\omega C} - Xc}, \qquad (6.11.2.2)$$

где:

X_c - индуктивное сопротивление системы.

$U_{номфаз}$ - номинальное фазное напряжение.

C - эквивалентная емкость конденсаторов одной фазы емкость конденсаторов

Из двух значений тока выбирается большее.

Время срабатывания первой ступени защиты от перегрузки выбирается из соображений отстройки от времени наличия искажений синусоидального тока при переходном процессе во внешней сети и принимается порядка 2,5 с.

Ток срабатывания второй ступени защиты от перегрузки, действующей на сигнал, рассчитывается по той же формуле, но $k^{II}_{отс} = 1{,}1$.

Время срабатывания второй ступени защиты от перегрузки принимается равным, порядка 4-5 с.

6.11.3 Выбор уставок для токовых защит от междуфазных КЗ для шунтирующих реакторов 10-35 кВ.

Ток срабатывания (отсечки) $I_{\text{С.З.}}$ рассчитывается исходя из условия отстройки от броска тока намагничивания реактора при включении.

$$I^{I}_{\text{с.з.}} = 5 \cdot I_{\text{ном ШР}}, \qquad (6.11.3.1)$$

где:

$I_{\text{ном ШР}}$ - номинальный ток ШР, рассчитываемый по формуле:

$$I_{\text{ном ШР}} \geq \frac{S_{\text{ном ШР}}}{\sqrt{3}U_{\text{ф}}}. \qquad (6.11.3.2)$$

6.12 Защиты от однофазных замыканий на землю

Защита может действовать как на сигнал, так и на отключение в зависимости от местных условий и требований безопасности.

6.12.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике для сети с изолированной и резистивно-заземленной нейтралью (через высокоомное сопротивление)

Заземление нейтрали сети через высокоомное сопротивление – это заземление через сопротивление, по модулю сопоставимое с суммарным емкостным сопротивлением сети (обычно единицы кОм).

Защита реагирует на емкостный ток нулевой последовательности сети, протекающий через поврежденный элемент. Защита подключается на трансформатор тока нулевой последовательности защищаемого присоединения (ТТНП) или, в случае, если кабель однофазный (например, при применении изоляции из сшитого полиэтилена) на трехтрансформаторный фильтр тока нулевой последовательности, выполненный на фазных трансформаторах тока (ФТНП).

Значение суммарного емкостного тока нулевой последовательности линий всей сети при ОЗЗ можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

- для кабельных сетей $I_{0C\Sigma} \approx \frac{U_{\text{Н}} \cdot l_{\Sigma}}{10}$; (6.12.1.1)

- для воздушных сетей $I_{0C\Sigma} \approx \frac{U_{\text{Н}} \cdot l_{\Sigma}}{350}$, (6.12.1.2)

где U_H - номинальное напряжение сети в киловольтах;

$l_{\sum}$ - суммарная длина линий сети в километрах.

При известном значении емкостей кабелей, воздушных линий и другого оборудования, суммарный ток нулевой последовательности сети может быть определен как:

$$I_{0C\sum} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{\sum} \cdot U_{н} + I_{0Cдвиг}, \quad (6.12.1.3)$$

где $C_{\sum}$ - суммарная емкость сети (без двигательной нагрузки) на фазу;

ω – угловая частота;

$I_{0Cдвиг} = \frac{2\pi}{\sqrt{3}} \cdot f_{ном} \cdot 3 \cdot C_{дв} \cdot U_{н}$ - емкостной ток двигательной нагрузки, где:

$C_{дв} = \frac{0{,}0187 \cdot S_{н} \cdot 10^{-6}}{1{,}2 \cdot \sqrt{U_{н} \cdot (1+0{,}08U_{н})}}$ - емкость двигательной нагрузки.

Соответственно, для i-того присоединения, собственный емкостный ток нулевой последовательности при внешнем ОЗЗ определяется как:

$$I_{0Ci} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{i} \cdot U_{Н}. \quad (6.12.1.4)$$

Ток срабатывания защиты $I_{СР.З.}$ выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ по отношению к защищаемой линии и в режимах без ОЗЗ.

Ток срабатывания ненаправленной ОЗЗ выбирается из двух условий:

1) отстройки от собственного емкостного тока нулевой последовательности защищаемого присоединения (I_{0Ci}):

$$I_{СР.З} \geq k_{отс.} \cdot k_{бр.} \cdot I_{0Ci}, \quad (6.12.1.5)$$

где $k_{отс.} = 1{,}2 \div 1{,}3$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{0Ci} и запас;

$k_{бр.} = 2{,}0$ - коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения собственного емкостного тока линии при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

2) отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ (в частности вследствие естественной несимметрии емкостей сети на землю по фазам) или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{СР.З} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.макс}, \quad (6.12.1.6)$$

где $k_{отс.} = 1{,}5$ для трехтрансформаторных ФТНП и 1,2 для кабельных ТТНП;

$I_{нб.макс}$ - максимальный ток небаланса.

При применении ТТНП ток $I_{нб.макс}$ измеряется в цепи вторичной обмотки.

При применении ФТНП ток небаланса рассчитывается по формуле:

$I_{нб.макс} = k_{одн.} \cdot \varepsilon \cdot I_{кз.макс}$, где: (6.12.1.7)

$k_{одн.} = 1{,}0$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0{,}1$ - предельная погрешность ТТ;

$I_{кз.макс}$ - максимальный ток междуфазного КЗ, протекающий по ФТНП;

Для выбранной уставки проверяется коэффициент чувствительности защиты.

Для сети с изолированной нейтралью:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{зам}}}{I_{\text{СР.З}}} \geq k_{\text{ч.мин.доп.}}, \text{ где:} \qquad (6.12.1.8)$$

$I_{\text{зам}} = I_{0C\Sigma} - I_{0Ci}$ - ток в рассматриваемой защите

Для сети с резистивно-заземленной нейтралью

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{зам}.R}}{I_{\text{СР.З}}} \geq k_{\text{ч.мин.доп.}}, \qquad (6.12.1.9)$$

где: $I_{\text{зам}.R} = \sqrt{(I_{0C\Sigma} - I_{0Ci})^2 + (U_{\text{Н}}/(\sqrt{3} \cdot R_N))^2}$; (6.12.1.10)

$k_{\text{ч.мин.доп.}} = 1{,}5$ – минимально допустимый коэффициент чувствительности;

R_N – сопротивление заземления нейтрали;

$U_{\text{Н}}$ - номинальное напряжение сети.

Для исключения излишних срабатываний при кратковременных переходных процессах, вызванных коммутациями в сети, а также при кратковременных дуговых ОЗЗ вводится выдержка времени на срабатывание $t_{СР.З}$. Минимальное значение $t_{СР.З}$ должно составлять не менее 0,1 с. Рекомендуемое значение 0,5 с.

6.12.2 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике для сетей с изолированной нейтралью и резистивно-заземленной нейтралью

Направленные защиты применяются в случаях: при емкостном токе одного присоединения более/равно 0,5 от суммарного емкостного тока сети; при наличии последовательных участков с установленными защитами от ОЗЗ; при недостаточной чувствительности ненаправленных защит.

Направление определяется путем контроля угла между векторами тока и напряжения нулевой последовательности защищаемого присоединения.

$$\varphi = \angle(I_{0Ci}, U_0). \qquad (6.12.2.1)$$

По цепям напряжения защита подключается к дополнительной вторичной обмотке шинного ТН, собранной в разомкнутый треугольник, или на фазные напряжения основной обмотки, с последующим математическим расчетом напряжения нулевой последовательности.

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения и обладает большей чувствительностью по сравнению с ненаправленной защитой. Помимо этого, направленная защита может применяться в сетях, имеющих присоединения с резко различающимся емкостным сопротивлением.

Напряжение срабатывание защиты $U_{СР.З} = 0{,}15 * 3U0$ при однофазном замыкании на землю.

Ток срабатывания защиты $I_{СР.З}$ выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{СР.З} \geq k_{отс.} \cdot I_{нб.макс}, \qquad (6.12.2.2)$$

где $k_{отс.} = 1{,}5$ для трехтрансформаторных ФТНП и 1,2 для кабельных ТТНП;

$I_{нб.макс}$ - максимальный ток небаланса.

Значение максимального тока небаланса определяется по выражению:

$$I_{нб.макс} = k_{нб.} \cdot I_{расч.макс.}, \qquad (6.12.2.3)$$

где $I_{расч.макс.}$ - максимальное значение фазного тока, протекающего в месте установки ФТНП в режиме без ОЗЗ);

$k_{нб.} = 0{,}05$ – коэффициент небаланса.

Для выбранной уставки проверяется коэффициент чувствительности защиты по тем же формулам, что и для ненаправленной защиты.

Для сетей с изолированной нейтралью ***угол максимальной чувствительности*** ($\varphi_{м.ч.}$) должен составлять -90°(по отношению к вектору 3U0), при заземлении нейтрали через резистор угол максимальной чувствительности корректируется в сторону уменьшения. Например, при равных значениях емкостного тока сети и резистивного тока в нейтрали угол максимальной чувствительности может быть принят равным -135°.

В общем случае угол максимальной чувствительности рассчитывается по формуле:

$$\varphi_{м.ч.} = -(90° + arctg\frac{U_Н/(\sqrt{3}\cdot R_N)}{I_{0c\Sigma} - I_{0ci}}). \qquad (6.12.2.4)$$

Для исключения излишних срабатываний при кратковременных переходных процессах, вызванных коммутациями в сети, а также при кратковременных дуговых ОЗЗ вводится выдержка времени на срабатывание $t_{СР.З}$. Минимальное значение $t_{СР.З}$ должно составлять не менее 0,1 с. Рекомендуемое значение 0,5 с.

При последовательных участках сети выдержки времени направленных защит должны отличаться на ступень селективности (0,5 с).

6.12.3 Защита от ОЗЗ по активной мощности нулевой последовательности (ваттметрическая защита) для сетей с компенсированной нейтралью и комбинированным заземлением нейтрали

Под комбинированным заземлением нейтрали понимается заземление нейтрали через параллельно включенные дугогасительный реактор и высокоомный резистор.

Защита основана на контроле величины и направления активной мощности нулевой последовательности основной частоты при ОЗЗ. Активная мощность при ОЗЗ на присоединении определяется как произведение напряжения нулевой последовательности на активную составляющую тока нулевой последовательности всей сети, за вычетом активной составляющей собственного тока линии.

Мощность срабатывания защиты для сети с компенсированной нейтралью:

$$P_{0\,\text{СР.З.}} \leq \frac{P_0}{k_\text{ч}} \qquad (6.12.3.1)$$

где: $k_\text{ч} = 1{,}5$ – коэффициент чувствительности.

$P_0 = U_0 \cdot (I_{0C\Sigma} - I_{0Ci} - I_{\text{ДГР}}) \cdot \cos\propto = U_0 \cdot I_{0R\text{комп}}$ - активная мощность нулевой последовательности при ОЗЗ, (6.12.3.2)

где $\propto$ – текущее значение угла между током и напряжением нулевой последовательности;

$I_{\text{ДГР}}$ – ток через ДГР в режиме ОЗЗ.

Активная составляющая тока может быть вычислена через коэффициент успокоения сети (d).

$$I_{0R\text{комп.}} = d \cdot I_{0C\Sigma}. \qquad (6.12.3.3)$$

Для сетей с компенсированной нейтралью с воздушными линиями и нормальным состоянием изоляции $d = (3 \div 5)$ %. Для сетей с кабельными линиями $d = (2 \div 4)$%. При наличии кабелей с состарившейся изоляцией (при загрязнениях и увлажнениях) значение d может достигать 10 %.

Для сетей с комбинированным заземлением нейтрали при ОЗЗ суммарное значение значение тока I_{0R} складывается из активных составляющих токов через высокоомный резистор и через ДГР:

$$I_{0R} = I_{0R\text{комп.}} + I_{0R\text{резист.}} \qquad (6.12.3.4)$$

$P_0 = U_0 \cdot I_{0R}$ - активная мощность нулевой последовательности при ОЗЗ с комбинированным заземлением нейтрали.

Для улучшения отстройки защиты от нормального нагрузочного режима может быть предусмотрен пуск защиты по напряжению нулевой последовательности.

Уставка пуска по напряжению нулевой последовательности

$U_{0\,\text{пуск}}$ выбирается в диапазоне от 5 до 20 В, в зависимости от напряжения небаланса на дополнительной вторичной обмотке ТН в режиме без ОЗЗ. Рекомендуемое значение $U_{0\,\text{пуск}} = 15$ В.

Для исключения излишних срабатываний при кратковременных переходных процессах, вызванных коммутациями в сети, а также при кратковременных дуговых ОЗЗ вводится выдержка времени на срабатывание $t_{СР.З}$. Минимальное значение $t_{СР.З}$ должно составлять не менее 0,1 с. Рекомендуемое значение 0,5 с.

6.12.4 Сигнализация при ОЗЗ с использованием высших гармоник тока

Сигнализация предназначена для селективного определения присоединения, имеющего ОЗЗ. Сигнализация может применяться в сетях как с изолированной нейтралью, так и в сетях с нейтралью заземленной через дугогасительный реактор (компенсированная нейтраль), а так же для сетей с комбинированным заземлением нейтрали.

Сигнализация выявляет поврежденное присоединение по наибольшему значению суммы высших гармоник в токе нулевой последовательности нескольких присоединений, реализуя, таким образом, относительный замер. Сигнализация имеет пуск по напряжению нулевой последовательности основной частоты, который предназначен для обеспечения сравнения токов только в режиме при наличии ОЗЗ.

Устройство сигнализации подключается к ТТНП присоединений и к дополнительной вторичной обмотке ТН шин.

Уставка пуска по напряжению нулевой последовательности $U_{0\,пуск}$ выбирается в диапазоне от 5 до 20 В, в зависимости от напряжения небаланса на дополнительной вторичной обмотке ТН в режиме без ОЗЗ. Рекомендуемое значение $U_{0\,пуск}$ = 15 В.

6.12.5 Сигнализация при ОЗЗ с использованием напряжения основной частоты

Сигнализация предназначена для неселективного выявления наличия ОЗЗ в контролируемой сети с изолированной, резистивно-заземленной (высокоомное заземление) и компенсированной нейтралью, а так же для сети с комбинированным заземлением нейтрали. Сигнализация подключается к дополнительной вторичной обмотке ТН, собранной в разомкнутый треугольник, или на фазные напряжения основной обмотки, с последующим математическим расчетом напряжения нулевой последовательности.

Уставка срабатывания сигнализации по напряжению нулевой последовательности $U_{0\,СР.С.}$ выбирается в диапазоне от 5 до 20 В, в зависимости от напряжения небаланса на дополнительной вторичной обмотке ТН в режиме без ОЗЗ. Рекомендуемое значение $U_{0\,СР.С.}$ = 15 В.

Для исключения излишних срабатываний сигнализации при кратковременных переходных процессах и кратковременных самоликвидирующихся дуговых ОЗЗ вводится выдержка времени на срабатывание $t_{СР.С.}$. Минимальное значение $t_{СР.С}$ должно составлять не менее 0,5 с.

6.12.6 Защита от ОЗЗ в сетях с низкоомным заземлением нейтрали

Низкоомным считается заземление нейтрали, при котором обеспечивается срабатывание МТЗ при ОЗЗ. Его величина определяется термической стойкости резистора (обычно десятки Ом).

Защита выполняется посредством МТЗ (кроме кабельных линий из сшитого полиэтилена). Ток КЗ определяется сопротивлением резистора, включаемого в нейтраль, поэтому сопротивление резистора должно обеспечивать ток КЗ, достаточный для срабатывания МТЗ с требуемым Кч.

$I_{\text{ср.МТЗ}} \leq \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} k_{\text{ч}} \cdot R_{\text{резист}}}$, где (6.12.6.1)

$R_{\text{резист}}$ сопротивление низкоомного резистора;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети;

$k_{\text{ч}} = 1{,}5$ - коэффициент чувствительности;

$I_{\text{ср.МТЗ}}$ - ток срабатывания МТЗ.

Для кабельных линий из шитого полиэтилена согласно СТО ПАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.060.20.020-2009) необходимо предусматривать две отдельные защиты:
от междуфазных КЗ и от однофазных замыканий на землю.

Ток срабатывания защиты от ООЗ выбирается по формуле:

$I_{\text{СР.З}} \geq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб.макс}}$, где (6.12.6.2)

$k_{\text{н}} = 1{,}2$ - коэффициент надежности

$I_{\text{нб.макс}} = k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{кз.макс}}$, где:

$k_{\text{одн.}} = 1{,}0$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon = 0{,}1$ - предельная погрешность ТТ;

$I_{\text{кз.макс}}$ -максимальный ток междуфазного КЗ, протекающий по ФТНП.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{озз}}}{I_{\text{СР.З}}} \geq 1{,}5$, где: (6.12.6.3)

$I_{\text{озз}}$ - ток, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Если $k_{\text{ч}}$ оказался ниже допустимого, то отстройку от небаланса при междуфазных КЗ можно не делать, введя выдержку времени для ОЗЗ:

$t_{\text{ОЗЗ}} = t_{\text{ср.МТЗ}} + \Delta t$, где: (6.12.6.4)

$t_{\text{ср.МТЗ}}$ - время срабатывания МТЗ от междуфазных КЗ;

$\Delta t = 0{,}5\text{с}$ - ступень селективности.

То есть, при междуфазных КЗ допускается срабатывание пусковых органов ОЗЗ на время существования междуфазного КЗ.

Тогда ток небаланса вычисляется по формуле:

$I_{\text{нб.макс}} = k_{\text{одн.}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{раб.макс}}$, где: (6.12.6.5)

$k_{\text{одн.}} = 1{,}0$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
$\varepsilon = 0{,}1$ - предельная погрешность ТТ;
$I_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток.

6.13 Выбор уставок дистанционных защит

Дистанционная защита для сетей 35 кВ включает в себя как правило 3 ступени, каждая из которых включена на междуфазные (или на однофазные – для защиты от двойных замыканий) токи и напряжения.

Характеристики срабатывания РС разных производителей отличаются друг от друга, но как правило представляют собой многоугольник (в частности параллелограмм). На рис.14 приведен пример типичной характеристики направленного РС. В независимости от деталей характеристики РС конкретного производителя выбор основных уставок практически не отличается. В случае каких-либо особенностей выбора уставок, связанных с видом характеристики, в МУ даны необходимые пояснения.

Традиционно пуск дистанционной защиты российских производителей осуществляется от органов приращения тока прямой и обратной последовательности блокировки при качаниях, которая и вводит на некоторое время защиту в действие.

Но, в последнее время, некоторые производители используют отдельные токовые (или токовые с пуском по напряжению) пусковые органы. Последнее необходимо, в том числе, и когда производители, кроме традиционной российской блокировки при качаниях предлагают и другой вариант, используемый иностранными производителями, а именно блокировка ДЗ по скорости изменения вектора сопротивления. Данный вариант алгоритма БК не рекомендуется для установки в сетях с высшим напряжением до 35 кВ в силу их особенностей и не используется большинством производителей терминалов 6-35 кВ.

6.13.1 Выбор уставок пусковых органов ДЗ

При использовании токового пускового органа, действующего при выявлении снижения напряжения, уставки выбираются как для максимально токовой защиты с пуском по напряжению.

При использовании пускового органа блокировки от качаний (или самостоятельных пусковых органов, действующих по тому же принципу) см. выбор уставок для БК.

При использовании токового пускового органа, действующего без контроля напряжения, уставка принимается равной уставке МТЗ (выбор уставок МТЗ, Таблица 1).

Чувствительность токовых пусковых органов ДЗ проверяется в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме сети.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{к.мин}}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1{,}5. \qquad (6.13.1.1)$$

В данном разделе все уставки рассчитаны в Ом/фазу

6.13.2 Выбор уставок по реактивному и активному сопротивлению (общий подход для всех ступеней)

На рис. 14 приведен пример типичной характеристики направленного РС для пояснения выбора уставок по активному и реактивному сопротивлению и угла максимальной чувствительности. Остальные уставки по углу, показанные на рисунке выбираются по рекомендации производителя.

Уставка по реактивному сопротивлению $X_{уст}$ определяется с учетом угла наклона характеристики φ1 и исходя из сопротивлений срабатываний, определенных ниже

$$X_{\text{уст}} = Z_{\text{с.з.}} * sin_{\varphi 1}\ , \qquad (6.13.2.1)$$

где $Z_{\text{с.з.}}$ – полное сопротивление срабатывания ступеней защиты, определенное по нижеуказанным пунктам.

Уставка по активному сопротивлению $R_{\text{уст}}$ определяется величиной расчетного активного сопротивления в месте повреждения при междуфазных КЗ. При расчете $R_{\text{уст}}$ должна быть произведена проверка отстройки от максимального нагрузочного режима.

Угол наклона характеристики срабатывания (угол линии) φ_1 определяется исходя из удельных параметров линии по формуле:

$$\varphi_1 = arctg\frac{X_{\text{уд.линии}}}{R_{\text{уд.линии}}}, \qquad (6.13.2.2)$$

где Худ.линии – реактивная составляющая удельного сопротивления линии;

Rуд.линии – активная составляющая удельного сопротивления линии.

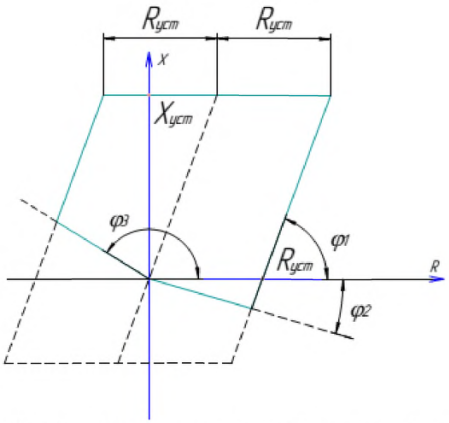


Рисунок 14. Пример характеристики реле сопротивления

Уставка по активному сопротивлению $R_{уст}$ состоит из двух составляющих. Первая составляющая $R_{уст1}$ зависит от сопротивления $Z_{с.з.}$ соответствующей ступени и угла максимальной чувствительности. Вторая составляющая $R_{уст2}$ зависит от сопротивления дуги в месте КЗ в конце защищаемого участка.

$$\boldsymbol{R}_{\text{уст1}} = Z_{\text{с.з.}} * cos_{\varphi 1}\,, \qquad (6.13.2.3)$$

где

$Z_{\text{с.з.}}$ – полное сопротивление срабатывания ступеней защиты, определенное по нижеуказанным пунктам

$$\varphi_1 = arctg\frac{X_{\text{уд.линии}}}{R_{\text{уд.линии}}} \qquad (6.13.2.4)$$

- угол линии (угол максимальной чувствительности

$$\boldsymbol{R}_{\text{уст2}} = \text{К}_{\text{з}} * \frac{R_D}{K_T} * 0{,}5, \qquad (6.13.2.5)$$

где:

Множитель 0,5 применен, так как уставки рассчитаны в Ом/фазу, а ток рассчитывается для двухфазного КЗ;

$\text{К}_{\text{з}}$ - коэффициент запаса;

R_D -сопротивление дуги, рассчитывается по формуле:

$$R_D = 1050\frac{L}{I_{\text{дуги}}}, \qquad (6.13.2.6)$$

где:

$I_{\text{дуги}}$ - действующее значение тока дуги, А;

L - длина дуги –расстояние между проводами, м;

K_T - коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установке защиты к току через дугу;

Множитель 1050 взят из литературы [32].

Уставка по активному сопротивлению рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{уст}} = R_{\text{уст1}} + R_{\text{уст2}}. \qquad (6.13.2.7)$$

Затем проверяется отстройка этой уставки от тока нагрузки и режима самозапуска двигателей при отключении внешних КЗ (при отсутствии на характеристике срабатывания ДЗ «выреза для нагрузки».

$$\boldsymbol{R}_{\text{уст}} \leq \frac{Z_{\text{рабмин.}}}{\boldsymbol{k}_{\text{з}}\boldsymbol{k}_{\text{в}}} * \left(cos_{\varphi \text{н}} - \frac{sin_{\varphi \text{н}}}{tg(\varphi_1)}\right)\,, \qquad (6.13.2.8)$$

где

$Z_{\text{рабмин.}} = \frac{U_{\text{раб мин}}}{\sqrt{3} * k_{\text{сам}}\, I_{\text{рабмакс}}}$ -минимальное сопротивление в нагрузочном режиме

$k_3 = 1{,}2$ - коэффициент запаса;

$k_B = 1{,}04$ - коэффициент возврата;

φн - угол нагрузки;

$k_{\text{сам}}$ - коэффициент самозапуска двигателей (Таблица1);

$U_{\text{раб мин}} = 0{,}9U_{\text{номфаз}}$ - минимальное рабочее напряжение в нагрузочном режиме;

При наличии на характеристике срабатывания ДЗ «выреза для нагрузки» рассчитывается максимально возможное активное сопротивление, определяемое нагрузочным режимом с учетом самозапуска двигателей:

$$\boldsymbol{R}_{\text{вырез}} \leq \frac{Z_{\text{рабмин.фаз.}}}{\boldsymbol{k}_{\text{з}}\boldsymbol{k}_{\text{в}}} * (cos_{\varphi\text{н}}) \ , \qquad (6.13.2.9)$$

где:

$k_{\text{н}} = 1{,}2$ - коэффициент надёжности;

$k_{\text{В}} = 1{,}1$ - коэффициент возврата;

$\varphi_{\text{нагр}}$ - угол сопротивления нагрузки

$Z_{\text{рабмин.}} = \frac{U_{\text{раб мин}}}{\sqrt{3}*k_{\text{сам}}\, I_{\text{рабмакс}}}$ - минимальное сопротивление в нагрузочном режиме;

Угол $\varphi_{\text{выреза}} = \varphi_{\text{нагр}} + 5$ град .

6.13.3 Выбор уставок по *Z* для всех ступеней дистанционной защиты от междуфазных КЗ

Величины токов, напряжений и сопротивлений, необходимых для расчета уставок, рекомендуется производить в АРМ СРЗА. Далее все указания по выбору уставок ДЗ даны применительно к расчетам в АРМ СРЗА. Если расчеты производятся на АРМ СРЗА, то отпадает необходимость в определении коэффициентов тока распределения.

При наличии РПН на трансформаторах при выборе расчетного режима по условиям отстройки от КЗ за трансформатором должен учитываться режим, при котором сопротивление трансформатора минимально.

Выбор уставок по сопротивлению и времени срабатывания для первой-третей ступеней ДЗ с необходимыми пояснениями даны в Таблице 6.

Поясняющая схема к выбору уставок ДЗ (вторая ступень) для условия согласования (п. 6, Таблицы 6) с токовыми или комбинированными защитами представлена на рис.1 5.

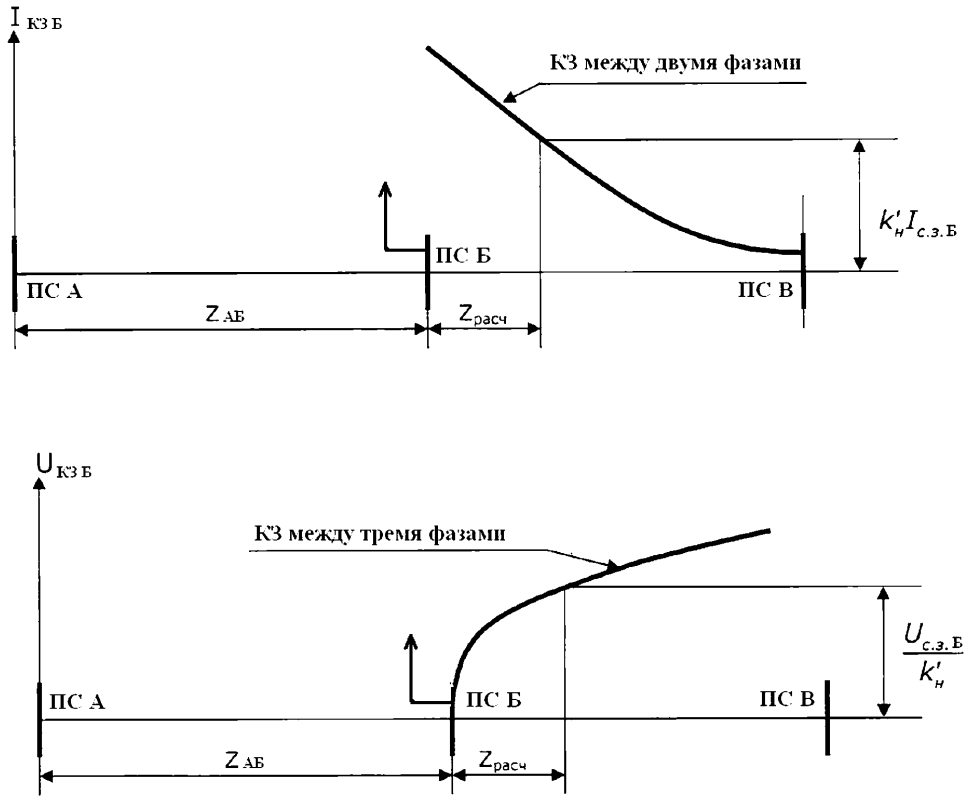


Рисунок 15. Поясняющий рисунок к выбору уставки по Z второй ступени ДЗ

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	ступень ДЗ	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
1	I	Для определения сопротивления срабатывания $Z^{I}_{\text{с.зА}}$ на линии без ответвлений(кроме тупиковых линий) Условие: отстройка от КЗ на шинах ПС, примыкающей к противоположному концу линии То же при наличии на линиях ответвлений Условие 1: отстройка от двухфазного металлического КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения трансформатора ответвления	$Z^{I}_{\text{с.зА}} \leq \frac{Z_{\text{л1}}}{1+\beta+\delta} = 0{,}85 * Z_{\text{лАБ}}$ (6.13.3.1) $Z_{\text{лАБ}}$ - сопротивление линии, на которой устанавливается защита α = 0,1 - относительная погрешность ТТ β = 0,05 - относительная погрешность ТН δ =0,1 – учет погрешностей расчета $Z^{I}_{\text{с.зА}} \leq Z^{I}_{\text{отстр.ответвл}} = 0{,}85 * Z^{I}_{\text{отстр.ответвл}}$, где (6.13.3.2) $Z^{I}_{\text{отстр.ответвл}}$ - сопротивление, измеряемое рассматриваемой защитой при КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения трансформатора ответвления	Для случаев наличия ответвлений в АРМ СРЗА определяется сопротивление в рассматриваемой защите при КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения трансформатора ответвления в режиме работы сети, когда оно минимально. Если сразу по схеме сети нельзя определить минимальный режим, то делается несколько расчетов для определения

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	ступень ДЗ	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
		Условие 2: отстройка от броска тока намагничивания силового трансформатора	$Z^{I}_{\text{с.зА}} \le \text{С}_{\text{б}}\,(\text{X}_{\text{с}} + \text{X}^{(1)}_{\text{тр.экв.}})$ -$\text{X}_{\text{с}}$ (6.13.3.3) Окончательно выбирается из двух условий, то, при котором уставка получается меньше	этого режима[7]. Обозначения и порядок расчета, входящих в формулу величин (РУ, выпуск 9, Приложение VII)
2	I	***Для определения сопротивления срабатывания*** $\boldsymbol{Z^{I}_{\text{с.зА}}}$ (для тупиковых линий – линий без отпаек и с односторонним питанием при отсутствии выключателя на трансформаторе конце линии) Условие : Отстройка от КЗ на шинах низшего (среднего) напряжения трансформатора	$Z^{I}_{\text{с.зА}} \le \frac{Z_{\text{л1}}+Z_{\text{тр}}}{1+\beta+\delta} = 0{,}85(Z_{\text{лАБ}} + Z_{\text{тр}})$ (6.13.3.4) $Z_{\text{тр}}$ - минимальное эквивалентное сопротивление параллельно работающих трансформаторов на шинах противоположной, по отношению к месту установки защиты подстанции	для увеличения зоны срабатывания первой ступени
3		Для определения времени срабатывания первой ступени	$t^{I}_{\text{с.з.}} = 0$	

[7] При всех расчетах минимального режима, в АРМ СРЗА определяется минимальный режим работы питающего эквивалентного источника.

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	**сту-пень ДЗ**	**Расчётное условие**	**Расчетная формула**	**Пояснения**
		Ступень без выдержки времени		
4	II	***Для определения сопротивления срабатывания*** $Z_{\text{с.з А}}^{II}$ Условие 1: отстройки от КЗ на шинах удаленного конца предыдущей (наиболее удаленной от источника питания) линии или трансформатора (группы трансформаторов)	$Z_{\text{с.з А}}^{II} \leq \frac{Z_{\text{расч}}}{1+\beta+\delta} = 0{,}85 * Z_{\text{расч}}$, (6.13.3.5) $Z_{\text{расч}}$ - сопротивление в рассматриваемой защите при двухфазном металлическом КЗ на шинах удаленного конца в том из предыдущих элементов сети и в таком режиме, когда оно минимально. Если на предыдущей линии есть ответвления, то проверяются КЗ на шинах низшего (среднего)напряжения трансформаторов этих ответвлений. Из всех расчетов выбирается наименьшее $Z_{\text{расч}}$	Если, к рассматриваемой линии, уставки которой выбираются, примыкает сложная сеть, то за расчетный принимают режим сети, при котором сопротивление в рассматриваемой защите, для которой выбираются уставки, будет минимально при КЗ на удаленном конце одного из предыдущих элементов (см. также пояснение к п. 1

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	**сту-пень ДЗ**	**Расчётное условие**	**Расчетная формула**	**Пояснения**
				данной таблицы)
5	II	***<u>То же</u>*** Условие 2: согласование по сопротивлению со первыми ступенями защит предыдущих линий или присоединений	$Z_{с.зА}^{II} \leq 0{,}85(Z_{расч})$ (6.13.3.6) $Z_{расч}$ - наименьшее расчетное сопротивление в согласуемой защите при КЗ в конце первой зоны того предыдущего элемента сети и в том режиме работы сети, когда оно минимально Если согласуемые характеристики реле сопротивления имеют разный вид, то для $Z_{расч}$ рассчитываются составляющие по R и X и проводиться согласование по R и по X: $R_{с.зА}^{II} \leq 0{,}85(R_{расч})$ (6.13.3.7) $X_{с.зА}^{II} \leq 0{,}85(X_{расч})$ (6.13.3.8)	Все КЗ в начале зоны действия вторых ступеней защит, более удаленных от питающей системы (а практически начиная с конца ***их первых зон***) должны отключаться своими вторыми ступенями, а не более близких к питающей системе
6		***<u>Определение</u>*** $Z_{расч}$	▪ Если согласование производится	В программе

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	сту-пень ДЗ	**Расчётное условие**	**Расчетная формула**	**Пояснения**
		по условию согласования с токовой отсечкой или комбинированной отсечкой по току и напряжению	с токовой отсечкой, то $Z_{расч}$ - это та точка на линии БВ, в которой ток через защиту подстанции Б при двухфазном металлическом КЗ в том режиме работы сети, когда он минимален, равен току срабатывания отсечки на подстанции Б. Определяется в АРМ путем расчетов в нескольких точках(см. пояснение в этой же таблице) – рис 13 ▪ Если согласование производится с комбинированной токовой отсечкой с пуском по напряжению, то дополнительно определяется $Z_{расч}$ для органа по напряжению. Это та точка на линии БВ, в которой напряжение в защите на подстанции Б при двухфазном металлическом КЗ в том режиме работы сети, когда оно максимально, равно напряжению срабатывания пускового органа отсечки на подстанции	АРМ рассчитывается сопротивление в месте установке защиты, с которой производится согласование (подстанция Б), при КЗ в середине линии в различных режимах работы сети. Выбирается режим, в котором ток через защиту (на рис.12 п/ст Б) минимальный (соотвественно напряжение максимальное). Затем величина рассчитанного тока (напряжения) сравнивается с уставками по току

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	сту-пень ДЗ	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
			Б. Определяется в АРМ путем расчетов в нескольких точках (см. пояснение в этой же таблице). Затем выбирается наименьшее $Z_{расч}$ из расчетов для тока и напряжения – рис. 13	и напряжению. Если окажется, что рассчитанный ток через защиту меньше уставки, то делается несколько последовательных расчетов в точках ближе к п/ст Б, пока рассчитанный ток не станет равным току (напряжению) уставки. Если рассчитанный для середины линии ток окажется больше уставки, то ряд последовательных расчетов делается для точек, более

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	**сту-пень ДЗ**	**Расчётное условие**	**Расчетная формула**	**Пояснения**
				удаленных от середины линии
7		***Определение времени срабатывания второй ступени*** Выдержка времени второй ступени ДЗ принимается на ступень Δt селективности больше выдержки времени быстродействующей зашиты предыдущего участка, с которой производится согласование, или защиты без выключателя, установленной на трансформаторе ПС, примыкающей к противоположному концу защищаемого участка	$t^{II}_{\text{с.з.}} = t^{I}_{\text{с.з.}} + \Delta t$ (6.13.3.9) Δt = 0,5 с ступень селективности	
7а		То же при наличии на предыдущем участке параллельных линий и поперечной защиты на них. Отстройка от каскадного действия защиты параллельных линий	$t^{II}_{\text{с.з.}} = t^{\text{попереч}}_{\text{с.зкаскад.}} + \Delta t$, где (6.13.3.10) $t^{\text{попереч}}_{\text{с.зкаскад.}}$ - время каскадного действия поперечной защиты (примерно 0.8 с)	При наличии нескольких условий отстройки по времени - принимается наибольшее

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	**ступень ДЗ**	**Расчётное условие**	**Расчетная формула**	**Пояснения**
7б		То же при наличии на предыдущем участке в его начале, УРОВ Отстройка от действия УРОВ	$t^{II}_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.зУРОВ.}} + \Delta t$, где (6.13.3.11) $t_{\text{с.зУРОВ.}}$ - время срабатывания УРОВ на подстанции Б[8] (примерно 0,9 с)	время
8		***Определение сопротивления срабатывания третей ступени*** $Z^{III}_{\text{с.зА}}$ Условие 1: обеспечение чувствительности в конце предыдущих элементов сети	$k_{\text{ч}} = 1{,}2$ $Z^{III}_{\text{с.зА}} = \frac{Z_{\text{расч}}}{k_{\text{ч}}}$, где: (6.13.3.12) $k_{\text{ч}} = 1{,}2$ $Z_{\text{расч}}$ - сопротивление в рассматриваемой защите при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования. При наличии нескольких таких зон, отходящих от шин противоположной подстанции рассматриваемой линии, выбирается тот режим, в котором $Z_{\text{расч}}$ минимальное	Основное назначение третей ступени это резервирование защит предыдущих элементов сети

[8] Если при выборе выдержки времени по условию отстройки от действия УРОВ, получается большое время срабатывания, то допустимо не учитывать это условие, если рассматриваемая линия оборудована АПВ.

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	ступень ДЗ	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
9	III	Условие 2: проверяется отстройка от максимального тока и линии (за исключением случаев, когда характеристика имеет «вырез для нагрузки»), который принимается либо по длительно допустимому току, либо задаётся диспетчерской службой энергосистемы как cosφ нагрузки Если при выборе $Z_{с.зА}^{III}$ по п. 8 данной таблицы оно получилось меньше, чем по отстройке от нагрузки, то оно выбирается по п.9 (отстройка от нагрузки). Иначе выбор осуществляется по п. 8	$Z_{с.з.нагр}^{III} = \frac{U_{мин.}}{\sqrt{3} \cdot k_н \cdot k_В \cdot I_{нагр.} \cos(\varphi_{м.ч.} - \varphi_{нагр})}$ (6.13.3.13) где: $U_{мин.экспл}$- минимальное эксплуатационное линейное напряжение, может быть принято $0{,}9 \cdot U_{ном}$; $k_н = 1{,}2$ – коэффициент надёжности; $k_В = 1{,}1$ - коэффициент возврата; $\varphi_{м.ч.} = \text{arctg}\frac{X_{уд.линии}}{R_{уд.линии}}$ - угол максимальной чувствительности реле сопротивления; $\varphi_{нагр}$ - угол сопротивления нагрузки	
10		Определение времени срабатывания третей ступени Выдержка времени третей ступени ДЗ принимается на ступень Δt селективности больше выдержки времени	$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + \Delta t$ (6.13.3.14)	

Таблица 6. Выбор уставок ДЗ				
№ №	сту-пень ДЗ	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
		второй ступени зашиты предыдущего участка		

Выбор коэффициентов чувствительности для второй- третей ступеней ДЗ с необходимыми пояснениями даны в Таблице 7.

Таблица 7. Выбор коэффициентов чувствительности для ДЗ и проверка чувствительности по току точной работы

№№	Ступень	Расчётное условие	Расчетная формула	Пояснения
	II	Чувствительность второй ступени ДЗ должна проверяться при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны	$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{II}}{Z_{\text{лАБ}}} \geq 1{,}25$ (6.13.3.15)	Рассчитывается с помощью АРМ СРЗА
	II	При наличии на линии отпаек, чувствительность проверяется при металлическом двухфазном КЗ за отпайкой	$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{II}}{Z_{\text{расч}}} \geq 1{,}25$ (6.13.3.16) $Z_{\text{расч}}$ – сопротивление в месте установки рассматриваемой защиты при КЗ за отпайкой в	

			режиме работы сети, когда оно максимально.	
	III	Чувствительность третей ступени ДЗ должна проверяться при металлическом двухфазном КЗ в конце предыдущего элемента(элементов) сети – этим обеспечивается дальнее резервирование	$k_{\text{ч}}^{III} = \frac{Z_{\text{с.з.}}^{III}}{Z_{\text{расч}}} \geq 1{,}25$ (6.13.3.17) $Z_{\text{расч}}$ - сопротивление в месте установки рассматриваемой защиты при КЗ в конце предыдущего элемента сети, в режиме работы сети, когда оно максимально	Рассчитывается с помощью АРМ СРЗА
	Проверка чувствительности по току точной работы ДЗ для всех ступеней	Ток в защите в зоне действия ступени должен быть выше тока точной работы	$k_{\text{ч}}^{\text{точ.р.}} = \frac{I_{\text{кз мин.}}^{(2)}}{I_{\text{т.р.}}} \geq 1{,}1$ (6.13.3.18), где $I_{m.p.}$ - ток точной работы –задает производитель; $I_{\text{кз мин.}}^{(2)}$ - минимальный ток в защите при двухфазном КЗ в конце защищаемой зоны	Рассчитывается с помощью АРМ СРЗА

,

6.13.4 Четвертая ступень дистанционной защиты

Уставка срабатывания четвертой ступени ДЗ выбирается исходя из назначения. Четвертая ступень может иметь обратное направление. В таком случае уставка выбирается аналогично 3-ей ступени с учетом нагрузки за спиной.

6.13.5 Особенности выбора уставок дистанционных защит параллельных линий

Дистанционная защита может использоваться как отдельная защита каждой линии, так и общая ДЗ защита, подключаемая на суммарный ток линии

[25].

Выбор первой ступени ДЗ в обоих случаях не отличается от выбора защит одиночных линий с учетом схемы окружающей сети.

При выборе сопротивления срабатывания второй ступени ДЗ, ***включенной на ток одной линии*** при выборе расчетных режимов для каждого условия необходимо учитывать следующее:

- Согласование с первой ступенью предыдущего участка сети должно производиться следующим образом:

  если предыдущим участком сети является одиночная линия, то - при отключенной параллельной линии на рассматриваемом участке сети (см. рис.16, а);

  в более сложном случае, когда параллельные линии, находятся на предыдущем участке сети, вне зависимости от того включена ДЗ предыдущего участка на ток одной или двух линий (см. рис.16, б) и рис.16, в) , за расчетный принимается режим. когда на рассматриваемом участке сети работает одна линия, а на предыдущем – две линии;

  при включении ДЗ предыдущего участка на ток каждой линии (см рис.16, б), за расчетный принимается режим, когда на рассматриваемом участке сети работает одна из параллельных линий, а на предыдущем участке сети происходит каскадное отключение. Так как ДЗ второй ступени рассматриваемого участка может сработать до начала каскадного отключения, в формуле для окончательного расчета сопротивления срабатывания должен быть учтен коэффициент возврата;

- при согласовании по условию отстройки от КЗ на шинах низшего(среднего)напряжения трансформатора (рис. 16 а-в, ж) в качестве расчетного (расчетных) режим(ов) принимается те, когда на рассматриваемом участке работает одна линия с различными вариантами работы параллельных линий на предыдущем участке;

- При согласовании с первой ступенью защиты конца параллельной линии рассматриваемого участка сети (рис. 16 а-в, ж) за расчетный принимается режим каскадного ее отключения.[9]

  Из всех условий расчета сопротивления второй ступени ДЗ выбирается то, при котором рассматриваемая защита «видит» сопротивление $Z_{\text{расч}}$ наименьшим.

При выборе сопротивления срабатывания второй ступени ДЗ, ***включенной на сумму токов двух параллельных линии*** при выборе расчетных режимов для каждого условия необходимо учитывать следующее:

- Согласование с первой ступенью предыдущего участка сети должно производиться следующим образом:

  если предыдущим участком сети является одиночная линии, то - в режиме работы двух параллельных линий на рассматриваемом участке сети (см. рис. 16. г);
- При согласовании по условию отстройки от КЗ на шинах низшего(среднего)напряжения трансформатора (рис. д, е) в качестве расчетного(расчетных) режим(ов) принимается те, когда на рассматриваемом участке работают две линии с различными вариантами работы параллельных линий на предыдующем участке при их наличии (в программе АРМ СРЗА).

Из всех условий расчета сопротивления второй ступени ДЗ выбирается то, при котором рассматриваемая защита «видит» сопротивление $Z_{\text{расч}}$ наименьшим.

Если при выборе сопротивления срабатывания указанным способом, не удовлетворяются требования по чувствительности, то необходимо сопротивление срабатывания выбрать исходя из обеспечения чувствительности с соответствующем увеличением выдержки времени на минимальную ступень по селективности.

[9] При трудностях выбора расчетного режима сети рекомендуется в программе АРМ СРЗА рассчитать несколько вариантов выбора.

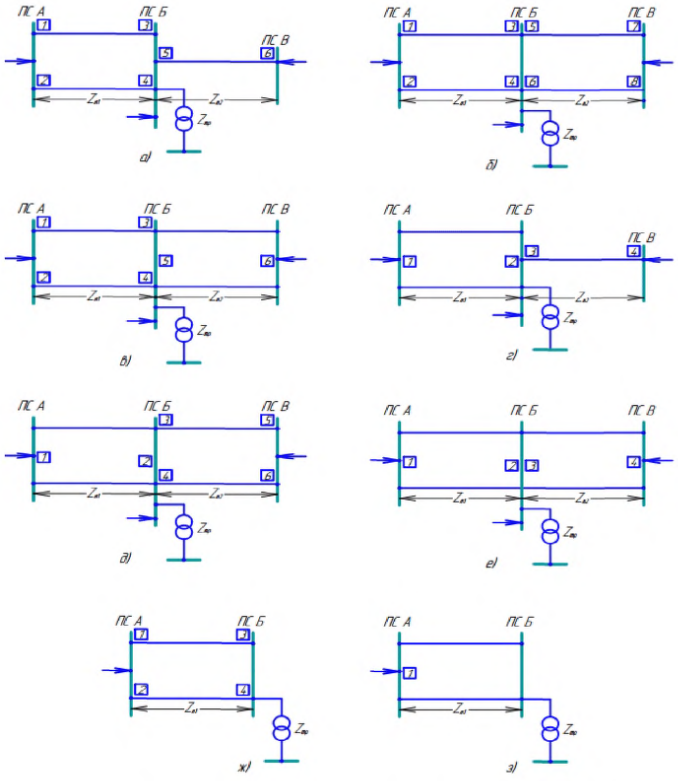


Рисунок 16. Различные варианты параллельных линий и установка защит на них (с включением на ток одной линии и на сумму токов параллельных линий)

6.13.6 Дистанционная защита от двойных замыканий на землю

У большинства производителей переключение на замер контуров фаза-земля происходит автоматически при появлении тока нулевой последовательности.

Уставка органа по току нулевой последовательности, осуществляющего пуск на измерение контуров фаза-земля рассчитывается по формуле:

$$I^{\text{пуск}}{}_{\text{с.з.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нбрасч}} = k_{\text{Н}} * k_{\text{апер}} * I_{\text{нбустан}}\,, \qquad (6.13.6.1)$$

где:

$k_{\text{Н}} = 1{,}25$ - коэффициент надежности;

$k_{\text{апер}} = 2{,}0$ - коэффициент апериодичности;

$I_{\text{нбустан}}$ - ток небаланса в нулевом проводе в установившемся режиме при металлическом трехфазном КЗ в месте установки защиты, в режиме работы сети, когда он

максимален.

$$I_{\text{нбустан}} = k_{\text{одн}} * f_i * I_{\text{кз}}^{(3)}, \qquad (6.13.6.2)$$

где:

$k_{\text{одн}} = 0{,}5$ - при однотипных ТТ (коэффициент однотипности);

$k_{\text{одн}} = 1{,}0$ - при разнотипных ТТ;

$f_i = 0{,}1$ - относительная погрешность ТТ;

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ - ток в месте установки защиты при металлическом трехфазном КЗ в месте установки защиты, в режиме работы сети, когда он максимален.

Поскольку алгоритм расчета контуров фаза-земля, учитывает коэффициент компенсации по току нулевой последовательности и за счет этого правильно измеряется расстояние до места КЗ, расчет уставок дистанционной защиты от двойных замыканий производится по тем же формулам, что и для защиты от междуфазных КЗ.

Если параметрирование терминала предполагает ввод заранее рассчитанного коэффициента компенсации по нулевой последовательности, то он рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{комп}} = \frac{\dot{Z}_0 - \dot{Z}_1}{3 * \dot{Z}_1}, \qquad (6.13.6.3)$$

где: $\dot{Z}_0$ и $\dot{Z}_1$ - комплексные сопротивления сопротивления нулевой и прямой последовательности защищаемой линии.

Исключением является выбор уставки по активному сопротивлению, поскольку в этом случае определяющим является не сопротивление дуги, как при междуфазном КЗ, а сопротивление опоры и заземляющего устройства. Таким образом можно принять:

$$\boldsymbol{R}_{\text{уст}} = \boldsymbol{R}_{\text{уст2}} + \boldsymbol{R}_{\text{заземл}}, \qquad (6.13.6.4)$$

где:

$\boldsymbol{R}_{\text{уст2}}$ - сопротивление дуги, рассчитанное для определения уставки для ДЗ от междуфазных КЗ.

$\boldsymbol{R}_{\text{заземл}}$ - сопротивление заземляющего устройства опоры (порядка 10-30 Ом).

Коэффициент чувствительности для пускового органа, осуществляющего пуск на измерение контуров фаза-земля рассчитывается по формуле:

$k_{\text{Ч}}^{\text{пуск}} = \frac{3I_{0\text{ мин.}}}{I^{\text{пуск}}{}_{\text{С.З.}}} \geq 1{,}25$, где: (6.13.6.5)

$3I_{0\text{ мин.}}$ – минимальный ток нулевой последовательности при двойных замыканиях на землю в зоне действия последней ступени ДЗ.

6.14 Блокировка при качаниях

Пуск БК осуществляется от чувствительного и грубого реле, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов прямой и обратной последовательностей, что обеспечивает работу защиты при несимметричных КЗ. Пусковые органы приращения тока реагируют на скачкообразное повышение токов обратной или прямой последовательностей. Если у производителя нет иных рекомендаций, то уставки БК выбираются следующим образом.

Ток срабатывания чувствительного органа по приращению тока обратной последовательности DI2чув выбирается исходя из обеспечения Кч =1.2 в конце предыдущего участка сети в режиме, когда он минимален:

$$DI2_{чув} = \frac{I2расч}{k_{ч\ чув}} = I2расч * 1{,}2\,, \qquad (6.14.1)$$

где:

I2расч - ток обратной последовательности в рассматриваемой защите при двухфазном КЗ в конце предыдущего элемента сети, в режиме, когда он минимален.

Если $DI2_{чув}$ получится меньше, чем 0,08 Iном, то

$$DI2_{чув} = 0{,}08Iном\,. \qquad (6.14.2)$$

Ток срабатывания грубого органа по приращению тока обратной последовательности DI2груб выбирается по формуле:

$$DI2_{груб} = 2DI2_{чув}\,. \qquad (6.14.3)$$

Ток срабатывания чувствительного органа по приращению тока прямой последовательности DI1чув выбирается исходя из обеспечения Кч =1.2 в конце предыдущего участка сети в режиме, когда он минимален:

$$DI1_{чув} = \frac{I1расч}{k_{ч\ чув}} = I1расч * 1{,}2, \qquad (6.14.4)$$

где:

I1расч - ток прямой последовательности в рассматриваемой защите при трехфазном КЗ в конце предыдущего элемента сети, в режиме, когда он минимален.

Ток срабатывания грубого органа по приращению тока прямой последовательности DI1груб выбирается по формуле:

$$DI1_{груб} = 2DI1_{чув}. \qquad (6.14.5)$$

Время ввода в работу ступеней ДЗ при срабатывании чувствительного органа БК – $t_{вв\ чув} = 0{,}4$ с.

Время ввода в работу ступеней ДЗ при срабатывании грубого органа БК – $t_{вв\ груб} = 0{,}4$ с.

Время блокировки ступеней ДЗ до возврата БК – $t_{возвр} = 5$ с.

6.15 Выбор уставок блокировки при неисправностях цепей напряжения (БНН)

Алгоритмы разных производителей имеют отличие. Поэтому здесь в данных МУ приводится выбор общих уставок БНН.

Уставка по снижению одного из минимальных напряжений выбирается по условию отстройки от минимального рабочего режима и м.б. принята равной 70 В.

Уставка по напряжению обратной последовательности выбирается по формуле:

$$U_{2БНН} = k_{отст} U_{обр}, \quad (6.15.1)$$

где:

$U_{обр}$ =19 В - напряжение обратной последовательности при обрыве одного из проводов цепей ТН;

$k_{отст}$ = 0.8.

Уставка по току обратной последовательности:

$$I_{2БНН} = \frac{k_{остр}}{k_в} \cdot (I_{2НБ} + I_{2НР}), \quad (6.15.2)$$

где

$k_{остр} = 2.0$ - коэффициент отстройки;

kв – коэффициент возврата – берется из технических данных конкретного производителя;

$I_{2НБ} = 0.03 I_{раб.макс.}$ - ток небаланса по обратной последовательности, обусловленный погрешностями измерения и расчета;

$I_{2НР}$ - ток небаланса по обратной последовательности, обусловленный несимметрией в системе.

6.16 Выбор уставок для дифференциальной защиты шин 35 кВ (ДЗШ), дифференциальной защиты ошиновки (ДЗО), включая токоограничивающий реактор(реакторы) на стороне низкого напряжения трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ

6.16.1 Дифференциальная токовая отсечка

Уставку срабатывания ДТО всех пусковых органов выбирают по условию отстройки от расчётного максимального тока небаланса.

Расчётным для определения максимального тока небаланса выбирают присоединение, ТТ которого имеет наибольшую погрешность при прохождении через него тока внешнего КЗ.

Максимальный расчётный ток небаланса $I_{НБ\ МАКС}$ при максимальном токе внешнего КЗ определяют по формуле

$$I_{\text{НБ МАКС}} = (\varepsilon_{\text{МАКС}} \cdot k_a \cdot k_{\text{одн}} + \gamma) \cdot I_{\text{КЗ МАКС}}, \qquad (6.16.1.1)$$

где $\varepsilon_{\text{МАКС}}$ - максимальное значение полной погрешности ТТ расчётного присоединения (10 % при выполнении требований);

k_a - от 2 до 4 - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ – зависит от нагрузки ТТ (в случае большой загруженности ТТ или наличия мощных источников вблизи подстанции 35 кВ коэффициент апериодичности выбирается равным 4);

$k_{\text{одн}}$ = 0,5 (для однотипных ТТ) или 1 (для разнотипных ТТ) - коэффициент однотипности ТТ;

$\gamma = 0{,}05$ [10]- погрешность цифрового выравнивания токов "плеч";

$I_{\text{КЗ МАКС}}$ - периодическая составляющая максимально возможного первичного тока КЗ (в начальный момент времени КЗ), проходящего при внешнем КЗ по ТТ присоединения, являющегося расчётным, А.

Коэффициент k_a обусловлен повышенными требованиями к предельной кратности тока КЗ в случае наличия апериодической составляющей в токе. Значение коэффициента k_a рекомендуется принимать тем больше, чем ближе реальная кратность тока КЗ к предельной кратности для рассматриваемого ТТ.

Уставку срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$ определяют по формуле:

$$I_{\text{ДТО}} = \text{Кн} \cdot I_{\text{НБ МАКС}}, \qquad (6.16.1.2)$$

где Кн = 1,5 - коэффициент надежности.

При выборе уставки срабатывания ДТО для режима опробования присоединения по схеме с "открытым плечом" $I_{\text{ДТО ОПР}}$при отсутствии силовых трансформаторов в зоне действия защиты загрубление ДТО не требуется.

При наличии силовых трансформаторов в зоне действия защиты уставку ДТО необходимо отстроить от максимального БТН силового трансформатора присоединения.

Для первого случая уставку $I_{\text{ДТО ОПР}}$ принимают равной уставке срабатывания ДТО $I_{\text{ДТО}}$, вычисленной по формуле, то есть, $I_{\text{ДТО ОПР}} = I_{\text{ДТО}}$.

Во втором случае значение уставки $I_{\text{ДТО ОПР}}$определяют по формуле

$$I_{\text{ДТО ОПР}} = K_{\text{БТН}} I_{\text{ном тр-ра}}, \qquad (6.16.1.3)$$

[10] Если в методических указаниях конкретного производителя не оговорено иное.

где $к_{БТН} = 7$ - коэффициент броска тока намагничивания;

$I_{ном}$ - номинальный ток силового трансформатора, А.

В связи с тем, что ДТО является вспомогательным элементом ДЗТ, проверку чувствительности ДТО не производят.

6.16.2 Дифференциальная токовая защита шин и ошиновок с торможением

Для упрощения расчета характеристики срабатывания избирательных и пускового органов выбирают аналогичными, а их уставки рассчитывают с использованием параметров всех присоединений, независимо оттого, за какой секцией (первой или второй) шин они зафиксированы.

Для ступени сигнализации небаланса при обрыве вторичных цепей ТТ уставку срабатывания также рассчитывают независимо от фиксации присоединений за той или иной секцией шин.

Если требования по условиям чувствительности ДЗШ или по условиям отстройки сигнализации небаланса не выполняются, то выбор уставок пусковых и избирательных органов может быть осуществлен с учетом фиксации присоединений.

При изменении рабочей схемы сборной системы шин необходимо выполнить расчет уставок, учитывающий другую фиксацию присоединений.

Вид тормозной характеристики у различных производителей может отличаться числом участков и углом наклона,На рисунке 17 приведен пример наиболее типичной характеристики ДЗШ или ДЗО.

Уставку начального тока срабатывания органов ДЗШ $I_{ДЗШ\ НАЧ}$ одиночной системы шин и двойной системы шин и защиты ошиновки ДЗО определяют по формуле

$$I_{ДЗШ\ НАЧ} = k_{ОТС} I_{НАГР\ МАКС}, \qquad (6.16.2.1)$$

где $k_{ОТС} = 1{,}2$ - коэффициент отстройки от дифференциального тока, возникающего при обрыве вторичных цепей ТТ;

$I_{НАГР\ МАКС}$ - максимальный ток нагрузочного режима (первичный ток нагрузки базисного присоединения), А.

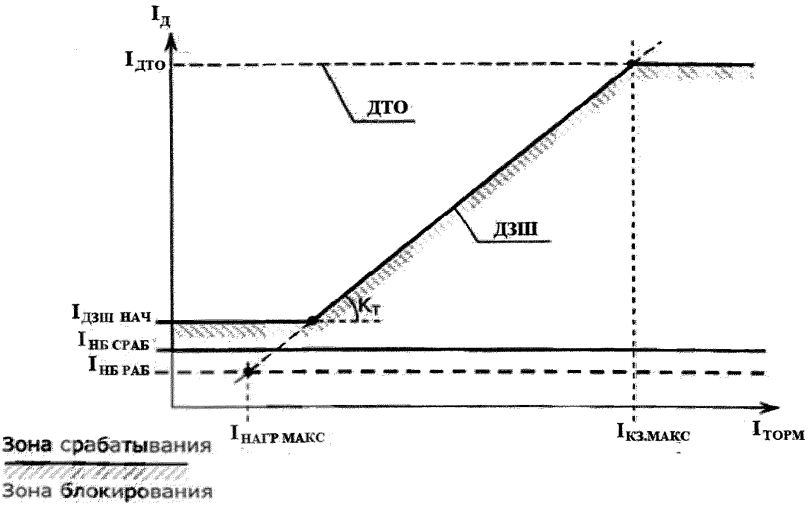


Рисунок 17. Характеристики ДТО и ДЗШ

Максимальный ток небаланса в рабочем режиме $I_{НБ\,РАБ}$ определяют по формуле

$$I_{НБ\,РАБ} = (\varepsilon_{НАГР\,МАКС} + \gamma) \cdot I_{НАГР\,МАКС}\,, \qquad (6.16.2.2)$$

где $\varepsilon_{НАГР\,МАКС} = 0{,}1$ - наибольшая расчётная полная погрешность ТТ при максимальном токе нагрузочного режима;

$\gamma = 0{,}05$ - погрешность цифрового выравнивания токов "плеч".

Уставку срабатывания $I_{НБ\,РАБ}$ ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию небаланса и блокирование ДЗШ при обрыве вторичных цепей ТТ, вычисляют по формуле

$$I_{НБ\,СРАБ} = К_{ОТС} \cdot I_{НБ\,РАБ}\,, \qquad (6.16.2.3)$$

где $К_{ОТС} = 1{,}4$ - коэффициент отстройки;

$I_{НБ\,РАБ}$ - максимальный ток небаланса в рабочем режиме.

В результате превышения дифференциальным током уставки $I_{НБ\,СРАБ}$ в течение времени, определяемого уставкой $T_{НБ}$, происходит блокирование ДТО и ДЗТ и срабатывает орган сигнализации.

Уставку по времени $T_{НБ}$ следует определять исходя из условия отстройки от максимального времени действия резервных защит отходящих линий.

Коэффициент торможения $К_Т$ участка торможения ДЗШ вычисляют по формуле:

$$К_Т = \frac{I_{ДТО} - I_{НБ\ РАБ}}{I_{КЗ\ МАКС} - I_{НАГР\ МАКС}}\ . \qquad (6.16.2.4)$$

Полученное значение коэффициента торможения применяют для пускового и избирательных органов ДЗШ.

Для надежной работы защиты при КЗ в зоне её действия, значение коэффициента K_T должно быть не более 1,9. Если расчетное значение K_m >1,9, необходимо принять меры по уменьшению погрешности измерительных ТТ, обусловленной током $I_{КЗ\ МАКС}$, например, снизить нагрузку на вторичные цепи ТТ.

Используя формулу находим уставку по току начала торможения $I_{НТ}$

$$I_{НТ} = I_{НАГР\ МАКС} \cdot (1 + \frac{1{,}05}{К_Т}). \qquad (6.16.2.5)$$

Формула получена исходя из геометрических свойств характеристик, изображенных на рисунке 17.

"Чувствительные" уставки, используемые при опробовании шин, отстраивают от тока небаланса ДЗШ неотключаемых присоединений нагрузки.

Отстройку выполняют с учетом тока самозапуска двигателей, броска тока намагничивания силовых трансформаторов, токов качаний или асинхронного хода, которые могут возникнуть между присоединениями системы (секции) шин.

Ток срабатывания $I_{ДЗШ\ НАЧ\ Ч}$ по условиям отстройки от неотключаемых присоединений определяют по формуле

$$I_{ДЗШ\ НАЧ\ Ч} = К_Н \cdot \varepsilon_{НОМ} \cdot (К_{сам} \cdot I_{расч1} + К_{БНТ} \cdot I_{расч2} + I_{расч3} + \cdots), \qquad (6.16.2.6)$$

где $К_Н = 1{,}5$ - коэффициент запаса;

$\varepsilon_{НОМ} = 0{,}5$ - полная погрешность ТТ, установленного на присоединении питания шин;

$К_{сам}$ - коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при самозапуске заторможенных двигателей. Значение коэффициента выбирают в диапазоне от 1,5 до 3 в зависимости от номинального пускового тока подключенных электродвигателей;

$I_{расч1}$ - расчетное значение рабочего тока неотключаемого присоединения, содержащего двигательную нагрузку с самозапуском заторможенных двигателей, А;

$К_{БНТ} = 5$ - коэффициент броска тока намагничивания;

$I_{расч2}$ - расчетное значение рабочего тока неотключаемого присоединения, содержащего силовые трансформаторы, А;

$I_{расч3}$ - расчетное значение рабочего тока неотключаемого присоединения,

не содержащего силовых трансформаторов и двигательной нагрузки с самозапуском, А.

Ток срабатывания $I_{\text{ДЗШ НАЧ Ч}}$ по условиям отстройки от токов качаний или асинхронного хода определяют по формуле

$$I_{\text{ДЗШ НАЧ Ч}} = \text{К}_{\text{Н}} \cdot \varepsilon_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{КАЧ}} , \qquad (6.16.2.7)$$

где $I_{\text{КАЧ}}$ - ток качаний или асинхронного хода, А.

В качестве уставки $I_{\text{ДЗШ НАЧ Ч}}$ выбирают большее из значений, вычисленных по формулам.

Коэффициент торможения $K_{т\,ч}$ принимают равным $K_т$.

Ток начала торможения "чувствительных" органов $I_{\text{НТ Ч}}$ принимают равным $I_{\text{НТ}}$.

Проверка чувствительности ДЗШ и ДЗО

Коэффициент чувствительности ДЗШ (ДЗО) на участке без торможения рассчитывают по формуле

$$\text{К}_{\text{Ч НОРМ}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН}}}{I_{\text{ДЗШ НАЧ}}} , \qquad (6.16.2.8)$$

где $I_{\text{КЗ МИН}}$ - периодическая составляющая тока металлического КЗ (в начальный момент времени КЗ) в минимальном режиме работы, А.

Расчетное значение коэффициента чувствительности должно соответствовать требованиям ПУЭ и быть около 2. Для режима опробования шин значение коэффициента чувствительности может быть около 1,5.

Если расчетное значение коэффициента чувствительности не соответствует требованиям, приведенным в ПУЭ, необходимо принять меры, способствующие уменьшению уставки $I_{\text{ДЗШ НАЧ}}$ ($I_{\text{ДЗШ НАЧ Ч}}$)

6.17 Выбор уставок для дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ), с высшим напряжением до 35 кВ

При параметрировании ДЗТ необходимо задать группу соединений обмоток защищаемого силового трансформатора, если трансформаторы тока всех «плеч» силового трансформатора соединены в «звезду». Это необходимо для компенсации фазового сдвига векторов токов при соединении «звезда - треугольник».

6.17.1 Выбор и расчет уставок дифференциальной отсечки

Дифференциальная токовая отсечка реагирует на первую гармонику дифференциального тока. ***Уставку ДТО*** следует выбирать по двум условиям:

- отстройка от режима БНТ;

- отстройка от режима максимального сквозного тока (максимального первичного тока небаланса при переходном режиме внешнего КЗ).

По условию отстройки от режима БНТ необходимо принимать $I_{ДТО} \geq 6{,}0$[о.е.].

По условию отстройки от максимального сквозного тока:

$$I_{ДТО} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}, [о.е.], \quad (6.17.1.1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности устройства, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,5.

$I_{нб.расч} = k_{нб} \cdot I_{скв.макс}$ – расчетный ток небаланса в режиме максимального сквозного тока, о.е.

Расчет тока небаланса может быть определен как сумма трех составляющих: составляющей обусловленной погрешностью трансформаторов тока, составляющей, обусловленной регулированием напряжения защищаемого трансформатора, и составляющей, обусловленной погрешностью выравнивания токов сторон.

$k_{нб}$ – коэффициент тока небаланса по первой гармонике:

$$k_{нб} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}, [о.е.] \quad (6.17.1.2)$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической слагающей тока), принимается равным 3.

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока.

При внешних коротких замыканиях на той стороне, где защищаемый трансформатор присоединен к сети через два выключателя принимается равным 0,5 - 1,0, причем меньшие из указанных значений принимаются в случаях, когда при этом повреждении трансформаторы тока защиты, установленные в цепях этих выключателей, обтекаются мало различающими между собой токами. При внешних коротких замыканиях на сторонах, где защищаемый трансформатор присоединен к сети через один выключатель коэффициент однотипности следует принимать равным 1,0.

ε-относительное значение полной погрешности трансформатора тока, соответствующее установившемуся режиму КЗ или качаний. При выборе трансформаторов тока по кривым предельных кратностей при 10%-ной погрешности принимается равным 0,1, а при 5%-ной погрешности - 0,05.

$\Delta U_{РПН} = \frac{|n \cdot \Delta U_{стРПН\%} - (n \cdot \Delta U_{стРПН\%})|}{2 \cdot 100\%}$ - относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, принимается равной половине дей-

ствительного диапазона регулирования (например, при половине регулировочного диапазона ±10 %

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|(+10\%) - (-10\%)|}{2 \cdot 100\%} = 0{,}1 \qquad (6.17.1.3)$$

При отсутствии РПН $\Delta U_{\text{рег}} = 0$.

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность выравнивания токов сторон. Определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями устройства и может быть принята равной 0,05. Погрешность связана с точностью расчета и достоверности данных, так как выравнивание происходит программным путем. В случае применения дополнительных выравнивающих ПТТ $\Delta f_{\text{выр}}$ принимается равной 0,1 (если не указано иначе у конкретного производителя).

$I_{\text{скв.макс}}$ - максимальный сквозной ток, приведенный к базисному току. Периодическая составляющая тока (при t=0), проходящего через защищаемую зону при расчетном внешнем (как правило, трехфазном) металлическом КЗ на стороне, где рассматривается повреждение, или ток качаний, если в рассматриваемом случае он является расчетным. Определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило, минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

$$I_{\text{скв.макс}} = \frac{I^{(3)}_{\text{СН(НН)}}}{I_{\text{баз}}} = \frac{U_{\text{мин(РПН)}}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{T_\text{мин}} + Z_{\text{сист_мин}}) \cdot I_{\text{баз}}}, [\text{о. е.}] \qquad (6.17.1.4)$$

где $I^{(3)}_{\text{СН(НН)}}$ - максимальное значение тока, измеренное на стороне ВН, при внешнем трехфазном металлического КЗ на стороне СН(НН), А. Выбирается большее значение из двух токов.

$I_{\text{баз}}$ - базисный ток, за который обычно принят номинальный ток силового трансформатора стороны ВН, А. Базисный ток определяется по формуле:

$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном_ВН}}}$. (6.2.51)

$U_{\text{мин(РПН)}} = (1 - \Delta U_{\text{РПН}}) \cdot U_{\text{ном_ВН}}$ - напряжение при крайнем минимальном положении РПН или минимальное напряжение стороны ВН при регулировании (если есть данные), В. (6.2.52)

$Z_{T_\text{мин}} = \frac{U_{\text{к}}}{100\%} \cdot \frac{U_{\text{мин(РПН)}}^{\ 2}}{S_{\text{ном}}}$ - сопротивление силового трансформатора приведенное к обмотке ВН, Ом, (6.17.1.5)

где $U_{\text{к}}$- напряжение КЗ силового трансформатора (паспортное значение), %.

$S_{\text{ном}}$ - номинальная мощность силового трансформатора, кВА.

Уставка по времени срабатывания ДТО обычно выбирается 0 с.

Чувствительность дифференциальной токовой отсечки не определяется, так как она является вспомогательным элементом. Назначение этого элемента - предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания защиты

при больших кратностях тока, когда чувствительная ступень защиты может сработать с большим замедлением или не сработать из-за искажения формы кривой вторичного тока в переходном режиме КЗ (например, при значительном насыщении трансформатора тока), и вследствие этого блокировании чувствительной ступени защиты токами второй гармоники.

6.17.2 Выбор и расчет уставок чувствительного органа дифференциальной защиты трансформатора (с тормозной характеристикой)

Характеристика представлена на рис. 18. По оси ординат отложен дифференциальный ток. По оси абсцисс – тормозной ток.

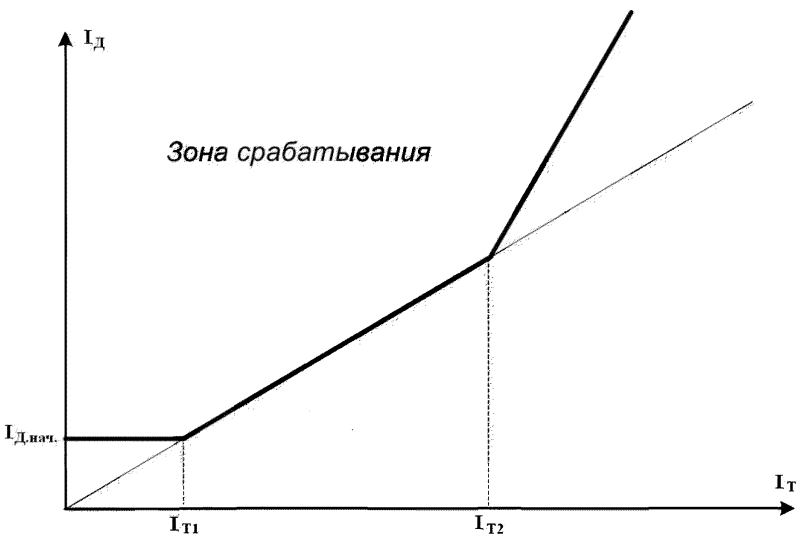


Рисунок 18. Характеристика срабатывания ДЗТ с торможением

Ток срабатывания чувствительного органа ДЗТ выбирается по следующим условиям:

- отстройка от расчетного максимального тока небаланса при переходном режиме внешних КЗ и при токе качаний (здесь и ниже первичные токи, приведены к одной и той же ступени напряжения).
- отстройка от броска намагничивающегося тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение.

Минимальный дифференциальный ток срабатывания $I_{\text{Д.нач}}$ при отсутствии торможения выбирается по условию отстройки от расчетного небаланса в режиме, соответствующем началу торможения:

$$I_{\text{Д.нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.нач.торм,}}, [\text{о. е.}] , \qquad (6.17.2.1)$$

где, $k_{\text{отс}}$ коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным - 1,2.

$I_{\text{нб.нач.торм}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{T1}$- расчетный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора.

$k_{\text{нб}}$ - коэффициент тока небаланса по первой гармонике рассчитывается в режиме соответствующем началу торможения:

$$k_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}, [\text{о. е.}] , \qquad (6.17.2.2)$$

где $k_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим. Значение коэффициента может быть выбрано в зависимости от типа защищаемого объекта по Таблице 8.

Таблица 8. Значение коэффициента, учитывающего переходный режим

<table>
<tr><td colspan="3">Тип защищаемого объекта</td><td>$k_{\text{пер}}$</td></tr>
<tr><td colspan="3">ТСН электрических станций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе нагрузки мощные двигатели напряжением 6 (10) кВ</td><td>1,5</td></tr>
<tr><td colspan="3">Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электрических станций</td><td>1,7</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Трансформаторы электрических сетей, не имеющие в составе нагрузки со стороны НН мощных двигателей или синхронных компенсаторов</td><td rowspan="2">Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА</td><td>Со стороны НН нет подключенных токоограничивающих реакторов</td><td>1,0</td></tr>
<tr><td>Со стороны НН подключены токоограничивающих реакторов</td><td>1,2</td></tr>
<tr><td colspan="2">Силовые трансформаторы мощностью 63 МВА и более</td><td>1,5</td></tr>
</table>

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока. При внешних коротких замыканиях на той стороне, где защищаемый трансформатор присоединен к сети через два выключателя принимается равным 0,5 - 1,0, причем меньшие из указанных значений принимаются в случаях, когда при этом повреждении

трансформаторы тока защиты, установленные в цепях этих выключателей, обтекаются мало различающими между собой токами. При внешних коротких замыканиях на сторонах, где защищаемый трансформатор присоединен к сети через один выключатель коэффициент однотипности следует принимать равным 1,0.

ε-относительное значение полной погрешности трансформатора тока, соответствующее установившемуся режиму КЗ или качаний. При выборе трансформаторов тока по кривым предельных кратностей при 10 %-ной погрешности принимается равным 0,1, а при 5 %-ной погрешности - 0,05.

$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|n \cdot \Delta U_{\text{стРПН}\%} - (n \cdot \Delta U_{\text{стРПН}\%})|}{2 \cdot 100\%}$- относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, принимается равной половине действительного диапазона регулирования.

При отсутствии РПН $\Delta U_{\text{РПН}} = 0$.

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность выравнивания токов сторон. Определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями устройства защиты и может быть принята равной 0,05. В случае применения дополнительных выравнивающих ПТТ $\Delta f_{\text{выр}}$ принимается равной 0,1(если не указано иначе у конкретного производителя).

Использование торможения только от токов приемных сторон обеспечивает отсутствие торможения от токов внутренних КЗ, а использование торможения от токов всех сторон при возможности питания с нескольких из них необходимо для обеспечения отсутствия торможения при токах $I \leq I_{ном}$. Способ торможения выбирается производителем оборудования. При наличии в терминале нескольких способов торможения выбор производится на стадии проектирования.

Уставка «начала торможения» (I_{T1}) на 1 наклонном участке тормозной характеристики - зона малых токов короткого замыкания, где погрешность ТТ минимальна.

Начало торможения выбирается равным $I_{T1} = 0{,}5$ при многостороннем питании и $I_{T1} = 1{,}0$ при одностороннем питании.

Коэффициент торможения ($k_{\text{Т2}}$), равный тангенсу угла наклона тормозной характеристики, выбирается по условию обеспечения недействия защиты - от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ.

Коэффициент торможения ($k_{\text{Т2}}$), удовлетворяющий указанным условиям, определяется по выражению составленному исходя из тормозной характеристики

$$k_{\text{Т2}} = \frac{\Delta I_{\text{Д}}}{\Delta I_{\text{Т}}} = \frac{I_{\text{Д2}} - I_{\text{Д1}}}{I_{\text{Т2}} - I_{\text{Т1}}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{Д.нач}}}{I_{T2} - I_{T1}}, [\text{о. е.}], \qquad (6.17.2.3)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый 1 из диапазона от 1,1 до 1,3. Рекомендуемое значение - 1,2.

$I_{\text{нб.расч}}$ - расчетный максимальный ток небаланса при расчетном внешнем КЗ, о.е.

$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв.макс}}$- расчетный ток небаланса в режиме максимального

сквозного тока, о.е.

$I_{скв.макс}$ - сквозной ток максимальное значение.

Принимается $I_{скв.макс} = I_{Т2} = 2$.

$I_{д.нач}$ - минимальный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения, формула (6.17.2.1).

$I_{Т1}$ - уставка начала торможения на 1 наклонном отрезке тормозной характеристики.

Для расчета $k_{нб}$ применяется формула (6.17.2.2), но $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, выбирается в зависимости от типа защищаемого объекта по Таблице 9.

Таблица 9. Выбор коэффициента $k_{пер}$ для расчета $k_{нб}$

Тип защищаемого объекта			$k_{пер}$
ТСН электрических станций и другие понижающие трансформаторы, имеющие в составе нагрузки мощные двигатели напряжением 6 (10) кВ			2,5
Трансформаторы связи и блочные трансформаторы электрических станций			3,0
Трансформаторы электрических сетей, не имеющие в составе нагрузки со стороны НН мощных двигателей или синхронных компенсаторов	Силовые трансформаторы мощностью не более 40 МВА	Со стороны НН нет подключенных токоограничивающих	2,0
		Со стороны НН подключены токоограничивающие реакторы	2,5
	Силовые трансформаторы мощностью 63 МВА и более		2,5

Уставки для 2 наклонного участка тормозной характеристики - зона больших токов внешних КЗ.

$I_{Т2}$ - уставка начала торможения на 2 наклонном отрезке тормозной характеристики, принимается равной 2,5 о.е.

На втором наклонном участке $k_{Т3}$ регулируется в пределах от 0,5 до 1,0 (в относительных единицах).

Если выполняются требования к измерительным трансформаторам, описанным в разделе 4, то принимается $k_{Т3} = 0,75$. Если указанные требования в силу ряда причин не могут быть выполнены, то следует принять $k_{Т3} = 1,0$.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты

Проверка чувствительности защиты должна производиться при металлическом КЗ на выводах защищаемого трансформатора при работе его на расчетном ответвлении. Расчетными режимами работы подстанции и энергосистемы являются реальные режимы, обуславливающие протекание минимального тока при расчётном виде КЗ.

При этом должен обеспечиваться коэффициент чувствительности

не ниже 2.

$$К_ч = \frac{I_{КЗ\ МИН}}{I_{ДЗТ\ НАЧ}}, \text{ где:} \quad (6.17.2.4)$$

$I_{КЗ\ МИН}$ - ток при КЗ на стороне НН в минимальном режиме в зоне действия ДЗТ (равен дифференциальному току). При расчете в АРМ задается группа соединений силового трансформатора, поэтому компенсация фазового сдвига получается автоматически. При «ручном» расчете токов КЗ следует пользоваться литературой «Руководящие указания по выбору уставок РЗА, выпуск 13Б, таблица 2.1.

Коэффициент чувствительности определяется для уставки начала торможения, так как при минимальном токе торможение может не вступать в действие.

В соответствии с п. 3.2.21 ПУЭ, допускается снижение требуемого коэффициента чувствительности до 1,5 в следующих случаях (в которых обеспечение коэффициента чувствительности около 2,0 связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно):

- при КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора мощностью менее 80 МВА;
- в режиме включения трансформатора под напряжение, а также для кратковременных режимов его работы (например, при отключении одной из питающих сторон);
- при КЗ за реактором, установленным на стороне низшего напряжения трансформатора и входящим в зону его дифференциальной защиты.

При наличии других защит, охватывающих реактор и удовлетворяющих требованиям чувствительности к основным защитам при КЗ за реактором, чувствительность дифференциальной защиты трансформатора при КЗ в этой точке допускается не обеспечивать.

В практических расчетах модуль тока двухфазного КЗ можно выразить через ток трехфазного КЗ в той же точке:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{E_\Sigma}{X_{1\Sigma}} \approx 0{,}87 \cdot I_k^{(3)}. \quad (6.17.2.5)$$

Блокировка по второй гармонике

Уставка блокировки по второй гармонике выбирается по условию отстройки от броска намагничивающего тока (БНТ) при включении трансформатора на холостой ход. Уставка принимается равной 12 % (k_{2h} = 0,12).

Выбор уставки для контроля токовых цепей

Функция контроля токовых цепей активизируется, если измеряемый текущий ток хотя бы в одной из фаз превышает фиксированную величину 0,125 $I_{НОМ}$. Если при этом появляется ток обратной последовательности I2, проверяется отношение модулей этого тока к максимальному фазному току $|I2| / |I_{МАКС.ФАЗН}|$.

При симметричной нагрузке, при обрыве или закорачивании одной из

фаз, модуль тока I2 = 1/3 $I_{МАКС.ФАЗН}$, отношение |I2| / $I_{МАКС.ФАЗН.}$| = 0,333. С запасом, параметр срабатывания I2/I1 может быть принят 0,2 (такое значение, например, ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение» предлагает в заводских установках).

Время срабатывания функции выставляется в пределах от 6,00 до 10,00 секунд.

6.18 Защиты по напряжению

6.18.1 Выбор уставок защиты минимального напряжения (ЗМН)

Защита минимального напряжения используется в качестве блокировки АЧР при снижении напряжения в линии, индивидуального органа ЗМН с пуском от внешней схемы ЗМН и в качестве вольтметровой блокировки ступеней МТЗ (пункт «пуск по нрапряжению» защит линий) или дуговой защиты, для пуска АВР, для устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения, для защиты батареи статических конденсаторов.

ЗМН вводного выключателя (Пуск АВР)

ЗМН предназначена для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Пусковые органы ЗМН устройства должны обеспечивать пуск АВР при исчезновении на шинах питания и не должны срабатывать при снижении напряжения вследствие короткого замыкания на питающей стороне и на отходящих от подстанции присоединений, что отстраивается выбором уставки по напряжению и по времени.

Напряжение срабатывания рассчитывается по формулам:

$$U_{с.р.} = U_{ост.к.}/(k_{отс}n_{н}), \quad (6.18.1.1)$$

$$U_{с.р.} = U_{сам}/(k_{отс}n_{н}), \quad (6.18.1.2)$$

где $U_{ост.к.}$- наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ; $U_{сам}$ - наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1,25; $n_{н}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Принимается меньшее значение напряжения срабатывания из полученных по формулам (6.18.1.1) и (6.18.1.2).

Выдержка времени ЗМН принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при коротком замыкании в зоне действия которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН.

ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения

В общем случае защита выполняется двухступенчатой, групповой с организацией шинок ЗМН. В определенных случаях защита выполняется индивидуальной.

При выборе уставок ЗМН следует учесть, асинхронные двигатели более чувствительны к понижению напряжения, чем синхронные.

Первая ступень ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени устанавливается примерно равным

$U'_{с.з.} = 0{,}7U_{ном}$, а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных коротких замыканий

$t'_{с.з.} = 0{,}5 \dots 1{,}5\ с$.

Вторая ступень защиты отключает часть электродвигателей ответственных механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям техники безопасности или из-за особенностей технологического процесса.

Напряжение срабатывания второй ступени не превышает

$U''_{с.з.} = 0{,}5U_{ном}$, а выдержка времени принимается

$t''_{с.з.} = 10 \dots 15\ с$.

Защита минимального напряжения блокируется при нарушениях во вторичных цепях трансформаторов напряжения.

ЗМН батареи статических конденсаторов

Напряжение срабатывания ЗМН выбирается из обеспечения условия возврата реле при самозапуске двигателей и рассчитывается по формуле:

$$U_{с.з.} = \frac{U_{minл}}{k_{отст} \cdot k_{в}}, \qquad (6.18.1.3)$$

где:

$U_{minл}$ – минимальное линейное остаточное напряжение при самозапуске двигателей (если нет возможности определить расчетным путем, можно принять его равным 0,85 $U_{ном}$);

$k_{отст}$ = 1,2 –коэффициент отстройки;

$k_{в}$ - коэффициент возврата реле напряжения (взять из технических данных производителя терминала).

Время срабатывания ЗМН выбирается на ступень селективности больше, чем максимальное время срабатывания защит внешней сети.

6.18.2 Выбор уставок защит от повышения напряжения (ЗПН)

ЗПН батареи статических конденсаторов

Напряжение срабатывания ЗПН первой ступени, действующей на отключение выбирается из условия отстройки от допустимого уровня повышения

напряжения в течение времени, определяемого по технической документации на БСК.

$$U_{с.з.} = U_{номл} k_{отст}\,, \qquad (6.18.2.1)$$

где:

$k_{отст}$ - определяется по технической документации на БСК.

$U_{номл}$ - номинальное линейное напряжение.

Напряжение срабатывания ЗПН второй ступени, действующей на сигнал выбирается из условия отстройки от длительно допустимого уровня повышения напряжения, определяемого по технической документации на БСК по такой же формуле, но с соответствующим коэффициентом отстройки.

ЗПН для сигнализации и блокировки работы РПН

При неисправностях привода РПН и его схемы управления возможны излишние переключения в сторону повышения напряжения, что может привести к повреждениям электроустановок подстанции и потребителей.

Напряжение срабатывания ЗПН с действием на сигнализацию выбирается из условий отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме. Диапазон принимаемых значений в зависимости от типа оборудования составляет $U_{с.з.} = 1{,}1 \ldots 1{,}2\ U_{ном}$.

Время срабатывания ЗПН принимается на ступень больше времени срабатывания устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН:

$$t_{с.з.} = t_{АРП} + t_{привода} + \Delta t\,, \qquad (6.18.2.2)$$

где $t_{АРП}$ - время срабатывания устройства автоматической регулировки привода, 0,2 …0,5 с;

$t_{привода}$- время переключения привода РПН, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2 … 1 с;

Δt — ступень селективности по времени, 0,3…0,5 с.

Напряжение срабатывания ЗПНс действием на блокировку привода выбирается аналогично. Уставка по времени срабатывания в этом случае должна быть минимальна и отстраивается от условий максимальной длительности кратковременных перенапряжений. Как правило, выдержка времени выбирается меньше времени переключения привода, для исключения дальнейшей неправильной работы. При этом должны быть предусмотрены схемные решения в управлении приводом для исключения блокировки привода РПН в промежуточном состоянии. Напряжение возврата принимается равным:

$$U_{\text{в}} = 1 \ldots 1{,}05\ U_{\text{ном}}\ . \qquad (6.18.2.3)$$

6.19 Защита от дуговых замыканий(ЗДЗ)

Возникновение дугового замыкания сопровождается увеличением тока и/или понижением напряжения. Использование контроля по току/напряжению дуговой защиты позволяет блокировать ложное действие датчика (при вибрациях клапана дуговой защиты, ложном действии клапана или фототиристора).

Выбор уставок для контроля по току или/и напряжению (разделы по выбору уставок соответствующих защит).

6.20 Выбор уставок функций сетевой автоматики

6.20.1 Автоматическое повторное включение

Однократное АПВ линий с односторонним питанием

Выдержка времени однократного АПВ или первого цикла двукратного АПВ линий с односторонним питанием должна отвечать двум требованиям:

1) выдержка времени АПВ $t_{АПВ-1}$ должна быть больше выдержки времени готовности для повторного включения привода отключившегося выключателя

$$t_{\text{АПВ}-1} = t_{\text{гот.прив.}} + t_{\text{зап.}} + \Delta t\ , \qquad (6.20.1.1)$$

где $t_{\text{гот.прив.}}$- время готовности привода, которое для различных видов приводов может быть в пределах от 0,2 … 1 с;

$t_{\text{зап.}}$- время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{гот.прив.}}$, которое выбирается в диапазоне от 0,3…0,5 с;

2) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени от момента погасания электрической дуги в месте КЗ до полного восстановления изоляционных свойств воздуха (время деионизации воздуха)

$$t_{\text{АПВ}-1} = t_{\text{д.}} + t_{\text{зап.}}, \qquad (6.20.1.2)$$

где $t_{\text{д.}}$ - время деионизации среды в месте КЗ а ВЛ, значение которого зависит от метеоролигеских условий, значения и длительности протекания тока КЗ, от рабочего напряжения; ориентировочные средние значения следующие: для сетей напряжением до 35 кВ включительно $t_{\text{д.}} = 0{,}17$ с , для сетей 150 кВ $t_{\text{д.}} = 0{,}25$ с , для сетей 220 кВ $t_{\text{д.}} = 0{,}32$ с .

$t_{\text{зап.}}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{\text{д.}}$, которое принимается в диапазоне 0,4 с.

3) выдержка времени АПВ должна быть больше выдержки времени выключателя

$$t_{\text{АПВ}-1} = t_{\text{г.в.}} + t_{\text{в.в.}} + t_{\text{зап.}}\ , \text{где} \qquad (6.20.1.3)$$

$t_{г.в.}$ – время готовности включения выключателя; $t_{в.в.}$ – время включения выключателя.

За уставку принимается большее из полученных значений $t_{АПВ-1}$. Для повышения надежности действия АПВ на линиях, где наиболее частыми повреждениями являются наброс проводов, последствия от падения деревьев и касания проводов передвижными механизмами, целесообразно увеличить выдержку времени до 2 - 5 с.

Выдержка времени готовности $t_{гот.АПВ-1}$ выбирается, исходя из необходимости обеспечения однократного действия АПВ при повторном включении на устойчивое КЗ и, соответственно, должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени действия РЗА в этом режиме.

Для обеспечения однократности действия АПВ выключателя, оборудованного пружинным или грузовым приводом:

$$t_{гот.АПВ-1} = t_{защ.} + t_{зап.} \quad (6.20.1.4)$$

При наличии в схеме АПВ реле времени с уставкой $t_{1\ АПВ.}$:

$$t_{гот.АПВ-1} = t_{защ.} + t_{1\ АПВ.} + t_{зап.}, \quad (6.20.1.5)$$

где $t_{защ.}$ - наибольшая выдержка времени защиты действующей на отключение;

$t_{зап.}$ - время запаса, которое принимается равным от 2 до 3 с.

На практике для исключения лишних переключений и сохранения ресурса выключателя при многократных КЗ уставка по времени готовности принимается равной 30 с. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи коротких замыканий: сильный ветер, гололед – это время целесообразно увеличить до 60…90 с.

Двукратное АПВ линий с односторонним питанием[11]

Применение двукратного АПВ позволяет повысить эффективность этого вида автоматики. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия при втором включении составляет 10-20%, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95 %. Двукратное АПВ применяют, как правило, на линиях с односторонним питанием и на головных участках закольцованных сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания.

Выдержка времени срабатывания и готовности первого цикла АПВ определяется аналогично выдержки времени однократного АПВ.

[11] На линиях с двухсторонним питанием двукратное АПВ не применяется.

Время срабатывания второго цикла АПВ $t_{\text{АПВ}-2}$ должно быть выбрано большим для обеспечения подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. В течение этого времени восстанавливается отключающая способность выключателя. На практике выдержку времени $t_{\text{АПВ}-2}$принимают равной 10…30 с.

В сетях 6-10 кВ для исключения многократной работы АПВ, время готовности второго цикла $t_{\text{гот.АПВ}-2}$ выбирают равным 60…100 с.

АПВ линий с выделенной нагрузкой

В распределительных сетях могут быть районы с местными электростанциями относительно небольшой мощности, работающими параллельно с энергосистемой. При этом обычно большая часть потребляемой мощности района получается от системы по линии электропередачи (линии связи). При отключении линии связи местная электростанция отделяется от системы с дефицитом мощности, что может вызвать опасное снижение частоты и напряжения и вследствие этого полное расстройство работы потребителей всего района, в том числе механизмов собственных нужд электростанции.

Для предотвращения аварии применяется АПВ линии с выделенной нагрузкой в сочетании с делительной защитой ДА (делительной автоматикой), установленной на одном из элементов сязи генераторов станции с системой.

Время срабатывания АПВ линии связи в такой схеме должно быть больше максимального действия делительной защиты ($t_{\text{ДА}}$):

$$t_{\text{АПВ}-1} = t_{\text{ДЗ}} + \Delta t, \qquad (6.20.1.6)$$

где $\Delta t = 0.5 - 0.7$ с.

Для предотвращения опасного несинхронного включения электростанции по линии связи при отказе делительной защиты необходимо выполнять АПВ линии с контролем отсутствия напряжения со стороны линии.

Напряжение срабатывания реле контроля отсутствия напряжения в схеме АПВ выбирается в пределах (0,3 – 0,6) $U_{\text{ном}}$. АПВ линий, работающих в замкнутой сети с одним источником питания.

АПВ линий, работающих в замкнутой сети с одним источником питания

АПВ в такой сети должно производится только после того, как повреждённая линия будет отключена с обеих сторон. Поэтому дополнительно необходимо выполнить следующее условие:

$$t_{\text{АПВ}-1} \geq t_{\text{с.з.2}} - t_{\text{с.з.1}} + t_{\text{о.в.2}} - t_{\text{о.в.1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{в.в 1}} + t_{\text{зап}}. \qquad (6.20.1.7)$$

Где $t_{с.з.1}$, $t_{о.в.1}$, $t_{в.в\ 1}$ – наименьшее время срабатывания защиты, время отключения и время включения выключателя на том конце линии, для которого рассчитывается $t_{АПВ-1}$; $t_{с.з.2}$, $t_{о.в.1}$ – наибольшее время срабатывания защиты и время отключения выключателя на противоположном конце линии; $t_д$ – время деионизации среды в месте КЗ; $t_{зап}$ – дополнительный запас по времени, принимаемый 0.6 с.

6.20.2 Автоматический ввод резерва секционного выключателя

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой устройств защиты вводных и секционного выключателей. При исчезновении питания на шинах одной из секции питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

В сетевых предприятиях исчезновение питания происходит, как правило, при отключении питающей ЛЭП 110-220 кВ, отключении выключателя на высшей стороне трансформатора (в этом случае действует ЗМН вводного выключателя) и при отключении выключателя НН и ВН от защит трансформатора (отключение с АВР).

Кроме того, возможен ввод резерва при самопроизвольном отключении выключателя, за исключением отключения выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления.

Основными уставками АВР являются контроль напряжения на рабочей и резервной секции, и время срабатывания АВР.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания минимального реле напряжения должно быть равным

$$U_{с.р.} = U_{ост.к.}/(k_{отс}n_н), \qquad (6.20.2.1)$$

$$U_{с.р.} = U_{сам}/(k_{отс}n_н), \qquad (6.20.2.2)$$

где $U_{ост.к.}$- наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ; $U_{сам}$- наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый 1,25; $n_н$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Принимается меньшее значение напряжения срабатывания из полученных по формулам (6.20.2.1) и (6.20.2.2).

Напряжение срабатывания максимального реле напряжения, контролирующего наличие напряжения на резервном источнике, определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения:

$$U_{\text{с.р.}} = U_{\text{раб.мин}}/(k_{\text{н}}k_{\text{в}}n_{\text{н}}) \,, \qquad (6.20.2.3)$$

где $U_{\text{раб.мин}}$ -минимальное рабочее напряжение; $k_{\text{н}}$ -коэффициент надежности, принимаемый в пределах 1,1÷1,2; $k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата реле, $n_{\text{н}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Пуск схемы АВР при снижении напряжения на шинах ниже принятого по формулам выше должен производится с выдержкой времени для предотвращения излишних действий АВР при КЗ в питающей сети или на отходящих элементах, а также для создания при необходимости определенной последовательности действий устройств ПА. Время срабатывания должно выбираться по следующим условиям.

а) по условию отстройки от времени срабатывания тех защит, в зоне действия которых КЗ могут вызывать снижения напряжения ниже рассчитанного выше.

$$t_{\text{АВР}} \geq t_1 + \Delta t, \qquad (6.20.2.4)$$

$$t_{\text{АВР}} \geq t_2 + \Delta t \,, \qquad (6.20.2.5)$$

где t_1- наибольшее время срабатывания защиты присоединений шин высшего напряжения подстанции; t_2- то же для присоединений шин, в месте установки АВР; Δt- ступень селективности;

б) по условию согласования действий АВР с другими устройствами ПА (АПВ, других АВР, делительной автоматики).

$$t_{\text{АВР}} \geq (t_{\text{ср.з.}} + t_{1\,\text{АПВ}} + t_{\text{ср.з.}}{}' + t_{2\,\text{АПВ}}) + t_{\text{зап}} \,, \qquad (6.20.2.6)$$

где $t_{\text{ср.з.}}$- время действия защиты; $t_{\text{ср.з.}}{}'$- время действия защиты, ускоряемой после АПВ; $t_{1\,\text{АПВ}}$, $t_{2\,\text{АПВ}}$ – уставки по времени первого и второго циклов, в случае применения двукратного двукратного АПВ.

В случае использования других устройств АВР на смежных элементах, производится согласование с АВР расположенного ближе к источникам питания

$$t_{\text{АВР}} \geq t_{\text{АВР2}} + t_{\text{зап}}. \qquad (6.20.2.7)$$

Время готовности АВР может быть выбрано в диапазоне 0,1 – 10 сек в зависимости от требований надежности.

За время цикла АВР синхронные двигатели, подключенные к секции, потерявшей питание, выпадают из синхронизма по отношению к резервирующему источнику. Работа АВР может быть разрешена в двух случаях: или после отключения синхронной нагрузки, или после снятия с нее возбуждения и перевода в пусковой режим.

Уставка *«Контроль U секции»* на смежной секции должна быть на уровне не менее $0{,}9U_{ном}$, чтобы обеспечить надежный запуск электродвигателей на отключившейся секции.

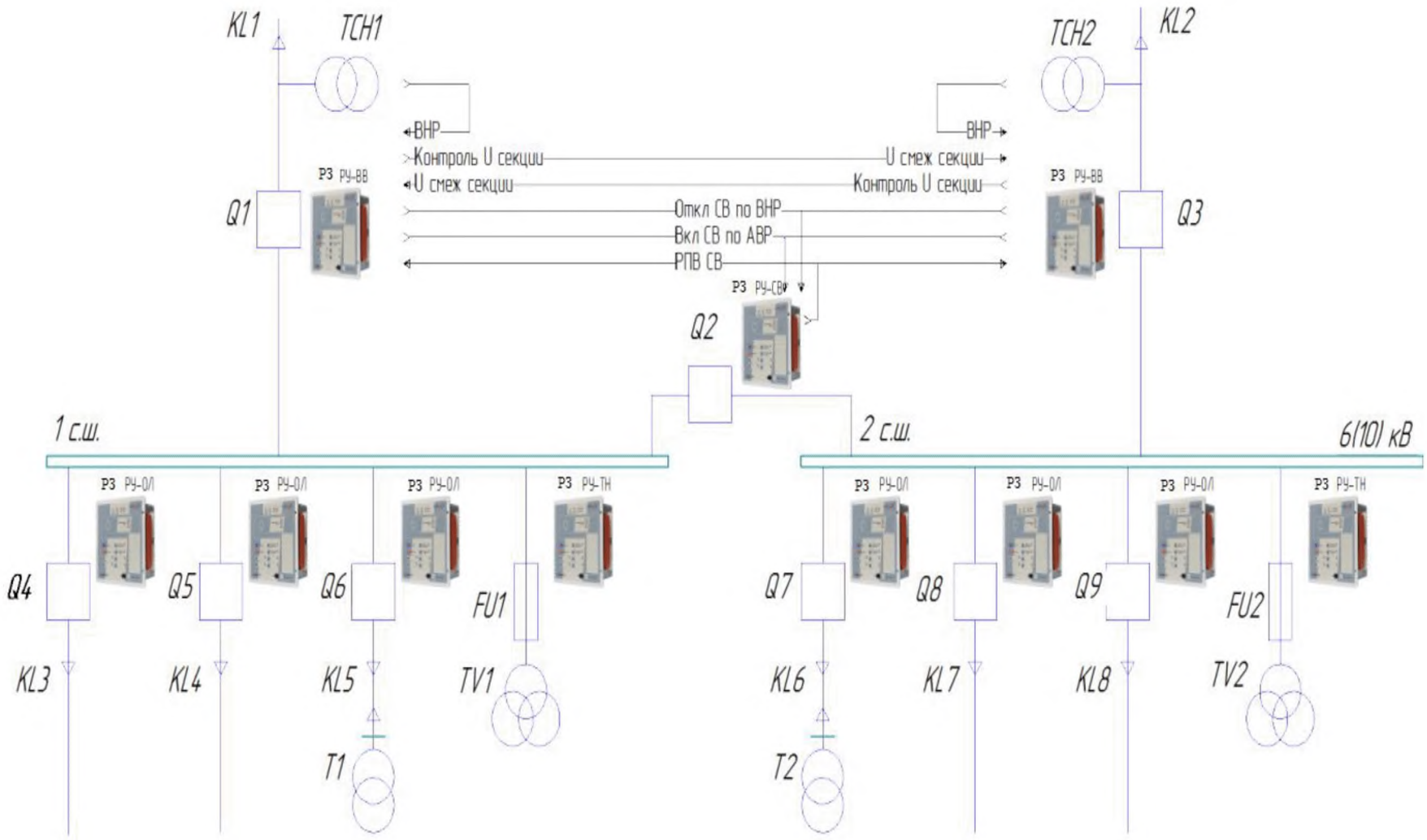

KL1
TCH1
TCH2
KL2
ВНР
Контроль U секции
U смеж секции
U смеж секции
Контроль U секции
ВНР
Откл СВ по ВНР
Вкл СВ по АВР
РПВ СВ
Р3 РУ-ВВ
Q1
Q3
Р3 РУ-СВ
Q2
1 с.ш.
2 с.ш.
6(10) кВ
Р3 РУ-ОЛ
Р3 РУ-ТН
Q4
Q5
Q6
FU1
Q7
Q8
Q9
FU2
KL3
KL4
KL5
TV1
KL6
KL7
KL8
TV2
T1
T2

Рисунок 19. Пояснение к работе АВР и ВНР

6.20.3 Восстановление нормального режима

Основной областью применения восстановления нормального режима являются подстанции без обслуживающего персонала. Функция восстановления нормального режима позволяет восстановить исходную схему электроснабжения потребителя в автоматическом режиме.

Для выполнения ВНР необходима информация о возобновлении питания со стороны трансформатора. Информация о появлении и наличии питания с высшей стороны может поступать от ТН, установленного до выключателя ввода или ТСН, также установленного до выключателя. Информация поступает в виде сигнала на дискретный вход, сигнал может быть получен от реле напряжения (для ТН и ТСН) или промежуточных реле типа РП-16, РП-23 и других (для ТСН) срабатывающих при появлении напряжения до вводного выключателя (напряжение срабатывания 0,7…0,85 $U_{ном}$).

Схема ВНР кроме уставки ввода/вывода имеет уставки очередности выполнения ВНР, времени готовности и срабатывания ВНР.

Очередность выполнения ВНР подразумевает два случая: с перерывом питания потребителя и без. В первом случае для исключения перерыва питания первоначально включается вводной выключатель, и только затем отключается секционный выключатель (очередность «В/С»). При этом секция все время переключений находится под напряжением и перерывов питания не происходит, вводы обоих секций работают параллельно. Данный режим желателен во всех случаях, но применим только тогда, когда исключена возможность включения вводного выключателя в несфазированном режиме, а также когда допускается параллельная работа силовых трансформаторов.

В случаях, когда напряжение на трансформаторе и на секции, запитанной от смежной, могут значительно отличаться по фазе или абсолютному значению, необходимо применять режим «С/В». В этом случае последовательность обратная, отключается секционный выключатель, секция и ее потребители остаются без питания, затем включается вводной выключатель и питание снова возобновляется (очередность «С/В»). Данный режим нежелателен с точки электроснабжения потребителей, но позволяет исключить несфазированное включение.

Время готовности ВНР определяет выдержку времени с момента появления питания на высшей стороне (до вводного выключателя) до включения ввода (режим «В/С») или отключения секционного выключателя (режим «С/В»). Для исключения лишних коммутаций выдержку времени готовности необходимо выбирать по возможности большей, типичной уставкой является: $T_{\text{гот.ВНР}} = 30 \ldots 60$ с.

Для режима «В/С», при отсутствии особых оговорок, время срабатывания можно принять равным 5 с.

Время срабатывания ВНР для режима «С/В» необходимо принимать по возможности меньшим для сокращения длительности перерывов питания, выдержка времени должна учитывать время передачи сигнала на отключение СВ и собственное время отключения выключателя.

Кроме того, при большой двигательной нагрузке время срабатывания ВНР должно корректироваться с учетом времени выбега наиболее мощных электродвигателей.

6.20.4 Устройство резервирования при отказах выключателя

В статистике находят отображения отдельные случаи отказа в действии релейной защиты или выключателей.

Несмотря на относительную редкость таких случаев последствиями являются тяжелые аварии, сопровождающиеся массовыми повреждениями оборудования и нарушением электроснабжения потребителей из-за понижения напряжения и нарушения устойчивости энергосистемы.

Поэтому возникает необходимость использования резервного блока защиты или отключения присоединения с отказавшим выключателем вышестоящим.

Отключенное состояние выключателя характеризуется пропаданием тока, в отказавшем выключателе ток остается, при превышении которой происходит подача сигнала на срабатывание УРОВ.

Время действия УРОВ должно быть больше времени действия защиты на отключение.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл.выкл.}} + t_{\text{воз.РЗ}} + t_{\text{ош.РВ}} + t_{\text{зап.}}\,, \qquad (6.20.4.1)$$

где $t_{\text{откл.выкл.}}$ – время отключения выключателя; $t_{\text{воз.РЗ}}$ – время, необходимое для возврата РЗ пускающей УРОВ; $t_{\text{ош.РВ}}$ – время ошибки реле времени УРОВ в сторону ускорения действия; $t_{\text{зап.}} = 0{,}1\text{с}$ – запас по времени.

Ток срабатывания максимального ИО тока УРОВ выбирается по условию обеспечения чувствительности:

$$\mathrm{I}_{\text{с.з.}} \leq \frac{\mathrm{I}_{\text{мин}}}{\mathrm{K}_{\text{ч}}}, \qquad (6.20.4.2)$$

где $\mathrm{I}_{\text{мин}}$ – минимальный ток защищаемого объекта в аварийном режиме;

$\mathrm{K}_{\text{ч}}$ – требуемый коэффициент чувствительности.

Ток срабатывания рекомендуется выбирать минимальным из диапазона (5-10) % от $I_{\text{ном}}$, где $I_{\text{ном}}$-номинальный ток защищаемого объекта.

Чтобы предупредить действие на смежных подстанциях при действии УРОВ, необходимо выбрать выдержки времени на резервных ступенях защит этих подстанций с учетом $t_{\text{УРОВ}}$. Это замедляет выдержку времени на резервных защитах смежных участков на $\Delta t = t_{\text{УРОВ}}$.

6.21 Требования к выбору измерительных трансформаторов тока

Соблюдение требований к трансформаторам тока согласно ГОСТ 7746-2001 имеют особое значение в основном для дифференциальных защит (ДЗТ, ДЗШ). Поэтому важен расчет предельной кратности ТТ по току.

Для ТТ, выпущенных до 2003 г. предельную кратность определяют по кривым предельных кратностей.

Для ТТ, выпущенных после 2003 г. по ГОСТ 7746 -2001 нормируются следующие параметры: номинальная предельная кратность, номинальная мощность нагрузки с коэффициентом мощности 0,8 и сопротивление вторичной обмотки на постоянном токе.

В зависимости от уровня токов КЗ в сети и вторичной нагрузки ТТ, производители, определяют тип и класс ТТ, при котором они гарантируют корректную работу РЗА.

Кроме общепринятых методов выбора ТТ, необходимо учитывать время до насыщения ТТ при КЗ. Это время может быть определено по нормативному документу: «Предварительный национальный стандарт. Трансформаторы измерительные часть 2. Технические условия на трансформаторы тока». Время до насыщения ТТ должно превышать время, которое требуется алгоритму защиты для правильной её работы (указывается в РЭ производителя).

В примере п.9.1 «Выбор уставок ДЗТ приведен» пример проверки ТТ на сторонах силового трансформатора на предельную кратность при их конкретной нагрузке.

7 Требования к бланку уставок

Форма бланка уставок – составленная в соответствии с требованиями производителя МП УРЗА форма документа, применяемого при настройке МП УЗА, содержащая перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных производителем МП УРЗА, с указанием их наименований, адресов (при их наличии), допустимых диапазонов значений, задаваемых аналоговых параметров настройки.

Бланк уставок должен быть разработан для каждой версии ПО устройства.

Общие требования к бланку уставок МП УРЗА:

1. Бланк параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования МП УРЗА должен формироваться производителем конкретного устройства/шкафа РЗА и содержать перечень всех параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, предусмотренных в данном устройстве/шкафу, с указанием их наименований, адресов (при их наличии), допустимых диапазонов значений, ступеней регулирования значений, задаваемых аналоговых параметров настройки в том числе параметры настройки и пуска внутреннего регистратора (осциллографа) и встроенной функции ОМП (при наличии), параметры для настройки протоколов связи с АСУ ТП объекта, параметры для настройки канала связи между полукомплектами основных защит, и полностью соответствовать файлу параметрирования актуальной версии программного обеспечения.
2. Редактируемый формат.
3. Строка для указания предприятия и подстанции, где установлено устройство, на которое выдаются уставки.
4. Строка диспетчерского наименования присоединения
5. Строка для указания диспетчерского наименования устройства/шкафа.
6. Строка с информацией об исполнителе, дате выдачи бланка и срока реализации данного бланка.
7. Строка для указания причина выдачи уставок.
8. Строка с информацией о коэффициенте трансформации трансформатора тока.
9. Строка с информацией о коэффициенте трансформации трансформатора напряжения
10. Указана версия ПО, для которой выдается БУ.
11. В обязательном порядке должно быть графы, в которых указывается следующая информация:

- краткое обозначение параметра настройки (уставки, номера программного переключателя, номера таймера), соответствующее обозначению на ИЧМ терминала, а также соответствующее обозначению на схемах, приведенных в РЭ для конкретной версии терминала/шкафа;
- единицы измерения,
- диапазон и шаг изменения параметра,
- значение параметра, выставленное по умолчанию на заводе-изготовителе,
- развернутое название параметра и/или комментарий от производителя при необходимости дать какие-либо пояснения по данному параметру (например, если в первой графе указано краткое название параметра Ia, то в этой графе возможна запись типа «ток фазы А» или «величина срабатывания по току фазы А» и т.п.).
- величина задаваемого параметра настройки или срабатывания (уставка).
- должны быть указания, в каких величинах задаются те или иные уставки в терминале (первичные/вторичные, фазные/линейные, именованные/относительные);
- ссылка на пункт Методических указаний по расчету и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, в котором приведено описание выбора данного параметра настройки (уставок) и алгоритма функционирования, для каждого указанного параметра настройки (уставок) и алгоритма функционирования.

12. Все названия параметров и внешний вид бланка уставок должен быть максимально приближен к интерфейсу ПО с помощью которого, происходит настройка и параметрирование терминала.

13. Должно быть предусмотрено место в бланке или оформлено приложение к бланку, где указывается алгоритм функционирование (схема, рисунок, таблица), выполненный на свободно-программируемой логике терминала. Данный алгоритм (схема, рисунок, таблица) должен быть выполнен в виде, который отображается в ПО с помощью которого происходит настройка и параметрирование терминала. Возможно дополнение наглядными способами отображения указанного выше алгоритма (имеется ввиду схема или диаграмма, если параметрирование происходит в табличном виде, либо на специализированном языке программирования).

14. Должны быть указаны все светодиоды и функциональные кнопки (при наличии) с назначениями по умолчанию и предусмотрено место для возможности выполнить их переназначение.

15. Должна быть отражена конфигурация привязки входных дискретных сигналов и выходных реле терминала к внутренним логическим сигналам, программные накладки должны иметь обозначения в соответствии с логической схемой. При этом должны быть отражены номера входов и соответствующих клемм терминала, номера и названия внутренних логических сигналов, названия программных переключателей.

8 Примеры расчета уставок

8.1 Расчет уставок для ДЗТ

В примере рассмотрен расчет трансформатора на распределительной подстанции.

8.1.1 Исходные данные

Двухобмоточный трансформатор 35/10 кВ мощностью 4000 кВА. Трансформатор не имеет регулирования напряжения под нагрузкой.

Схема для примера расчета приведена на рисунке 20.

Основные параметры сети рассчитаны в именованных единицах. Сопротивление защищаемого трансформатора с устройством регулирования напряжения под нагрузкой РПН рассчитаны при двух крайних реально возможных положениях регулятора.

Таблица 10. Исходные данные для расчета

Эквивалентные параметры энергосистемы		
Напряжение в максимальном режиме, кВ	35	
Напряжение в минимальном режиме, кВ	35·0,9	
Эквивалентное сопротивление в максимальном режиме, Ом	4,25·0,9	
Эквивалентное сопротивление в минимальном режиме, Ом	4,25	
Силовой Трансформатор		
Параметр	ВН	НН
Номинальная мощность, кВА	4000	
Номинальное напряжение, кВ	35	11
Коэффициент трансформации силового трансформатора	3,182	

Номинальные токи защищаемого трансформатора, А	$I_{ном_ВН}=\frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном_ВН}}=\frac{4000}{\sqrt{3}\cdot 35}=66{,}0$	$I_{ном_НН}=\frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном_НН}}=\frac{4000}{\sqrt{3}\cdot 11}=210$
Напряжение КЗ трансформатора, %	$U_к$=7,5	
Схема и группа соединения обмоток трансформатора	Y / Δ - 11	
Измерительные ТТ на сторонах ВН и СН силового трансформатора		
Тип	ТФЗМ-35Б	ТОЛ-10
Коэффициент трансформации	200/5 = 40	400/5 = 80
Первичный ток ТТ, $I_{перв.лТТвн}$, $I_{перв.лТТнн}$	200	400
Вторичный ток ТТ, $I_{втор.лТТвн}$, $I_{втор.лТТнн}$	5	5
Схема соединения обмоток ТТ	звезда	звезда
Номинальная предельная кратность ТТ на стороне ВН и НН $k_{ном\ вн}$, $k_{ном\ нн}$	30	10
Сопротивление вторичной обмотки ТТ на стороне ВН и НН $R_{обм2вн}$, $R_{обм2нн}$, Ом	0,45	0,2
Номинальная мощность вторичной нагрузки ТТ при cosφ=0.8 $S_{втор.лТТ.ВН}$, $S_{втор.лТТ.НН}$	20	15

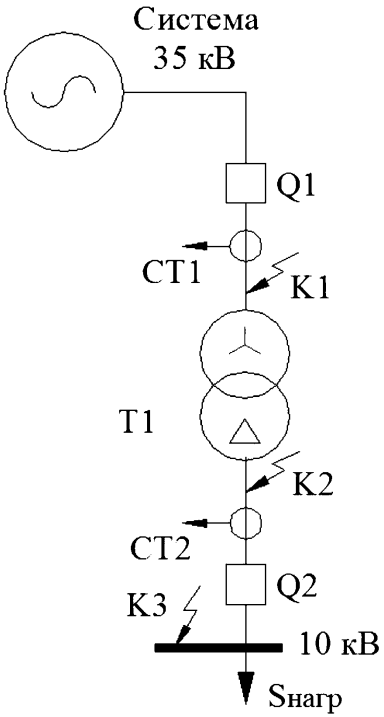


Рисунок 20. Расчетная схема для ДЗТ

Таблица 11. Расчетные токи КЗ на стороне ВН силового трансформатора	
Максимальный первичный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при КЗ между тремя фазами на шинах 10 кВ (точка К3), А	$I^{3}_{макс}=\frac{E_{ф.max}}{(Z_T+X_{c\,min})}=\frac{35000\cdot1,1}{\sqrt{3}\cdot(23+4,25\cdot0.9)}=830$
Ток КЗ между двумя фазами на стороне 10 кВ (точка К3) в минимальном режиме работы питающей системы, А	$I^{2}_{мин}=\frac{E_{ф.min}}{(Z_T+X_{c\,max})}\cdot\frac{\sqrt{3}}{2}=\frac{35000\cdot0,9}{\sqrt{3}\cdot(23+4,25)}\cdot\frac{\sqrt{3}}{2}=578$
Ток КЗ на вводах ВН защищаемого трансформатора(точка К1) в минимальном режиме, А	$I^{3}_{мин}=\frac{E_{ф.min}}{X_{c\,max}}=\frac{35000\cdot0,9}{\sqrt{3}\cdot4,25}=4284$
Ток КЗ на вводах ВН защищаемого трансформатора (точка К1) в максимальном режиме, А	$I^{3}_{макс}=\frac{E_{ф.max}}{X_{c\,min}}=\frac{35000\cdot1.1}{\sqrt{3}\cdot4,25\cdot0,9}=5818$

8.1.2 Проверка ТТ на соответствие требованиям по предельной кратности

Таблица 12. Исходные и расчетные данные для проверки на предельную кратность

	ВН	НН
Удельная проводимость проводов от ТТ до защиты γ, м/Ом мм^2	57	
Длина соединительных проводов $L_{пров}$, м	91	77
Сечение проводов S, мм^2	2,5	
Сопротивление соединительных проводов, $R_{пров}$, Ом	$R_{пров}=\frac{L_{пров}}{\gamma \cdot S}=\frac{91}{57 \cdot 2,5}=0,64$	$R_{пров}=\frac{L_{пров}}{\gamma \cdot S}=\frac{77}{57 \cdot 2,5}=0,54$
Активное сопротивление терминала защиты, $R_{терм}$, Ом	0,008	
Переходное сопротивление в цепи нагрузки ТТ, $R_{перех}$, Ом	0,05	
Номинальное сопротивление нагрузки ТТ $Z_{НГ номвн(нн)}$, Ом	$Z_{нг.номвн(вн)}=\frac{S}{I_{втор.nТТвн}}=0,8$	$Z_{нг.номвн(нн)}=\frac{S}{I_{втор.nТТнн}}=0,6$
Нагрузка $R_{НГ\ расч}$, Ом	$R_{НГ\ расч(вн)}=R_{пров}+R_{терм}+R_{пер}=0,64+0,008+0,05=0,7$	$R_{НГ\ расч(нн)}=R_{пров}+R_{терм}+R_{пер}=0,54+0,008+0,05=0,6$
Проверка условия $Z_{НГном} \geq R_{НГрасч.}$	$0,8 \geq 0,7$	$0,6 \geq 0,6$
	выполняется	выполняется
Максимальный первичный ток, через защищаемый трансформатор при трехфазном КЗ на шинах 10 кВ (точка К3), А	$I_{КЗ.скв.максВН}=I^{3}_{макс}=\frac{E_{ф.max}}{(Z_T+X_{c\ max})}=830$	$I_{КЗ.скв.максНН}=I^{3}_{макс} \cdot k_{ТР}=830\frac{35}{11}=2640$

Предельная кратность ТТ $k_{пр}$ (для конкретной нагрузки ТТ)	$k_{пр}=\frac{k_{ном}\cdot\sqrt{R_{обм2}^2+1{,}6\cdot R_{обм2}\cdot Z_{НГном}+Z_{НГном}^2}}{R_{обм2}+R_{НГрасч}}$ $k_{пр}=\frac{30\cdot\sqrt{0{,}17^2+1{,}6\cdot 0{,}17\cdot 0{,}8+0{,}8^2}}{0{,}17+0{,}7}=32{,}5$ (ВН) $k_{пр}=\frac{10\cdot\sqrt{0{,}62^2+1{,}6\cdot 0{,}62\cdot 0{,}6+0{,}6^2}}{0{,}62+0{,}6}\approx 10$ (НН)	
Предельная кратность ТТ, приведенная к номинальному току силового трансформатора $k^*_{пр}$	$k^*_{пр}=k_{пр}\cdot\frac{I_{перв.nТТ(вн)}}{I_{номТР-ра\ ВН}}=32{,}5\cdot\frac{200}{66}=98{,}4$	$k^*_{пр}=k_{пр}\cdot\frac{I_{перв.nТТ(нн)}}{I_{номтр-ра\ НН}}=10\cdot\frac{400}{210}\approx 19$
Коэффициент апериодичности, $k_а$ (зависит от погрешностей ТТ в переходном режиме согласно ПНСТ-283-2018 и от типа терминала РЗА – см. рекомендации производителя)	1,4 (значение рекомендованное производителем)	
Проверка на выполнение условия соответствия ТТ при КЗ в режиме, с учетом апериодической составляющей тока.	$k^*_{пр}\geq k_а\frac{I_{КЗ.скв.макс}}{I_{баз(ВН)}}=1{,}4\frac{830}{66}=17{,}6$	$k^*_{пр}\geq k_а\frac{I_{КЗ.скв.макс}}{I_{баз(НН)}}=1{,}4\frac{2640}{210}=17{,}6$
	выполняется	выполняется

8.1.3 Расчет уставок ДЗТ

Таблица 13. Расчет коэффициентов выравнивания

Наименование величины	**Обозначение и метод определения**	
	ВН	НН
Применение цифрового треугольника	Цифр. треуг_ВН вкл	Цифр. треуг_НН откл
Коэффициент выравнивания (для конкретного терминала ДЗТ)	$k_{выр_ВН}=\frac{I_{втор.лТТвн}}{\sqrt{3}\cdot I_{выр_ВН}}=\frac{5}{\sqrt{3}\cdot 2,68}=1,08$	$k_{выр_НН}=\frac{I_{втор.лТТнн}}{\sqrt{3}\cdot I_{выр_НН}}=\frac{5}{3,50}=1,43$
Коэффициент схемы для трехфазного симметричного режима	$\sqrt{3}$	1

Таблица 14. Приведение величин токов к базисному току

Базисный ток, А, приведенный к стороне ВН	$I_{баз}=\frac{S_{ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ном_ВН}}=\frac{4000}{\sqrt{3}\cdot 35}=66$
Максимальный первичный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при КЗ между тремя фазами на шинах 10 кВ (точка К3), приведенный к базисному току, о.е.	$\frac{I^{(3)}_{макс}}{I_б}=\frac{830}{66}=12,6$
Первичный ток при КЗ между двумя фазами на стороне 10 кВ (точка К3) в минимальном режиме работы питающей системы приведенный к базисному току, о.е.	$\frac{I^{(2)}_{мин}}{I_б}=\frac{578}{66}=8,76$
Ток КЗ на вводах ВН защищаемого трансформатора в минимальном режиме приведенный к базисному току, о.е.	$\frac{I^{(3)}_{мин}}{I_б}=\frac{4284}{66}=64,9$
Ток КЗ на вводах ВН защищаемого трансформатора в максимальном режиме приведенный к базисному току, о.е.	$\frac{I^{(3)}_{макс}}{I_б}=\frac{5818}{66}=88,15$

Таблица 15. Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки $I_{ДТО}$

Ток срабатывания отсечки по условию отстройки от режима БНТ, о.е.	$I_{ДТО}\geq 6,0$
Коэффициент отстройки	$k_{отс}=1,5$
Коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{пер}=3$
Коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{одн}=1$

Относительное значение полной погрешности трансформаторов тока	$\varepsilon = 0{,}1$
Относительная погрешность выравнивания токов сторон	$\Delta f_{\text{выр}} = 0{,}05$
Максимальный первичный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при КЗ между тремя фазами на шинах 10 кВ (точка К3), приведенный к базисному току ВН, $I_{\text{скв.макс}}$ о.е.	$I_{\text{скв.максВН}} = \frac{I^{(3)}_{\text{макс}}}{\text{I}_{\text{б}}} = \frac{830}{66} = 12{,}6$
Коэффициент тока небаланса по первой гармонике	$k_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}} = 3 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 = 0{,}35$
Расчетный ток небаланса в режиме максимального сквозного тока, о.е.	$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв.максВН}} = 0{,}35 \cdot 12{,}6 = 4{,}41$
Ток срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального сквозного тока, о.е.	$\boldsymbol{I_{\text{ДТО}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1{,}5 \cdot 4{,}41 = 6{,}62}$

Выбирается большее из двух значений тока срабатывания дифференциальной токовой отсечки по условию отстройки от БНТ и по условию отстройки от тока небаланса. $\boldsymbol{I_{\text{ДТО}} = 7{,}0}$

Таблица 16. Расчет тока начала торможения $I_{\text{Д.нач}}$

Коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}} = 1{,}2$
Коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}} = 1$
Коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}} = 1$
Относительное значение полной погрешности трансформаторов тока	$\varepsilon = 0{,}1$
Относительная погрешность вызванная регулированием напряжения трансформатора	$\Delta U_{\text{рег}} = 0{,}16$
Относительная погрешность выравнивания токов сторон	$\Delta f_{\text{выр}} = 0{,}05$
Коэффициент тока небаланса по первой гармонике	$k_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}} = 1 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + +0{,}05 = 0{,}15$
Отстройка от расчетного небаланса в режиме, о.е.	$I_{\text{Д.нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.нач.торм}} = 1{,}2 \cdot 0{,}15 = 0{,}18$
Начало торможения при одностороннем питании, о.е.	$I_{T1} = 1{,}0$

Расчетный ток небаланса в режиме соответствующем началу торможения, о.е.	$I_{\text{нб.нач.торм}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{T1} = 0{,}15 \cdot 1{,}0 = 0{,}15$

Выбираем **уставку минимального тока срабатывания защиты** $I_{\text{Д.нач}} = 0{,}2$ о.е.

Выбираем I_{T1}=1,0 о.е., так как питание одностороннее и нет данных о нагрузке силового трансформатора.

Таблица 17. Определение коэффициентов торможения

Коэффициент отстройки	$k_{\text{отс}} = 1{,}2$
Коэффициент, учитывающий переходный режим	$k_{\text{пер}} = 2{,}0$
Коэффициент однотипности трансформаторов тока	$k_{\text{одн}} = 1$
Относительное значение полной погрешности трансформаторов тока	$\varepsilon = 0{,}1$
Относительная погрешность выравнивания токов сторон	$\Delta f_{\text{выр}} = 0{,}05$
Сквозной ток приведенный к базисному току, о.е.	$I_{\text{скв.макс}} = 2$
Коэффициент тока небаланса по первой гармонике	$k_{\text{нб}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}} = 2{,}0 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + +0{,}05 = 0{,}25$
Расчетный ток небаланса в режиме максимального сквозного тока, о.е.	$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{скв.макс}} = 0{,}25 \cdot 2 = 0{,}5$

Определяется коэффициент торможения защиты 1 наклонного участка тормозной характеристики – k_{T2} по формуле

$$k_{T2} = \frac{\Delta I_{Д}}{\Delta I_{T}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} - I_{\text{Д.нач}}}{I_{T2} - I_{T1}} = \frac{1{,}2 \cdot 0{,}5 - 0{,}2}{2{,}0 - 1{,}0} = 0{,}3$$

Выбираем уставку коэффициента торможения защиты 1 наклонного участка тормозной характеристики $k_{T2} = 0{,}6$ о.е.

Определяется уставка начала торможения 2 наклонного участка тормозной характеристики - тормозной ток I_{T2}.

I_{T2}, регулируется в пределах от 1 до 2,5 о.е. Принимаем рекомендуемое значение I_{T2}, = 2,5 о.е.

Определяется коэффициент торможения защиты 2 наклонного участка тормозной характеристики - k_{T3}

k_{T3} выбирается из диапазона от 0,5 до 1,0. Т.к. требования к измерительным трансформаторам выполняются принимаем $k_{T3} = 0{,}75$ о.е.

Условие *кч* > 2 выполняется, чувствительность защиты обеспечивается с запасом.

Выбирается коэффициент блокировки по 2 гармонике ($К_2$) в соответствии с рекомендациями раздела 7.4.2.

Уставка блокировки по второй гармонике принимается равной 14 % для трансформаторов с высшим напряжением 35 кВ: $k_{2h} = 0,14$.

Выбирается уставка контроля токовых цепей.

Принимаем рекомендуемые значения:

- по току небаланса $I_{нб} = 0,1$.
- по времени срабатывания $T_{ср.КЦТ} = 5$ с.

8.2 Расчет уставок ДЗШ

8.2.1 Исходные данные

Значения коэффициентов трансформации трансформаторов тока, используемых на присоединениях ПС-35 кВ "Северо-Запад" (рисунок 21), приведены в Таблице 18.

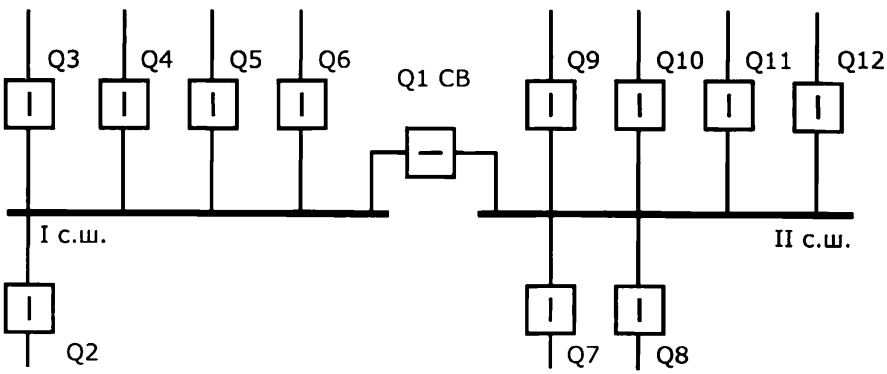


Рисунок 21. Эквивалентная схема ПС-35 кВ "Северо-Запад"

Для всех присоединений допускается только один цикл работы алгоритма АПВ.

Предусмотрено опробование систем шин от присоединений, а также присоединений от систем шин по схеме "закрытого плеча". Опробование присоединений по схеме "открытого плеча" не предусмотрено.

Выключатели Q3 и Q11 двух присоединений (ВЛ-35 кВ "Восточная" и ВЛ-35 кВ "Западная") не должны отключаться по сигналу ДЗШ.

Таблица 18. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока присоединений

Присоединение и выключатель	$К_{IT}$

I система шин	
ВЛ-35 кВ "Центральная-1", *Q6*	600/5
ВЛ-35 кВ "Южная-1", Q5	600/5
ВЛ-35 кВ "Северная-1", *Q4*	600/5
ВЛ-35 кВ "Восточная", *Q3*	600/5
АТ-1 ПС-35 кВ "Северо-Запад", Q2	1000/5
II система шин	
ВЛ-35 кВ "Центральная-2", *Q12*	600/5
ВЛ-35 кВ "Западная", *Q11*	600/5
ВЛ-35 кВ "Северная-2", *Q10*	600/5
ВЛ-35 кВ "Лесная-2", Q9	600/5
АТ-2 ПС-35 кВ "Северо-Запад", *Q8*	1000/5
АТ-3 ПС-35 кВ "Северо-Запад", Q7	1000/5
Секционный выключатель	
СВ-35 кВ, *Q1 СВ*	1000/5

Схема, приведенная на рисунке 21, характеризуется такими значениями токов КЗ:

$I_{кзМАКС.}$ = 15000 А - в максимальном режиме работы;

$I_{кзмин}$ = 10050 А - в минимальным режимом работы;

$I_{КЗ.МИН\ опр\ 1сш}$ = 4200 А - в режиме опробования I системы шин;

$I_{КЗ.МИН\ опр\ 2сш}$ = 4500 А - в режиме опробования II системы шин.

Максимальный рабочий ток наиболее мощного присоединения:

$I_{НАГР\ МАКС}$ = 980 А.

Минимальный рабочий ток наименее мощного присоединения:

$I_{НАГР\ МИН}$ = *520 А*.

Номинальные токи присоединений, которые не должны отключаться по сигналу ДЗШ:

$I_{ном\ тр\ ПС\ "Восточная"}$ = *550 А*,

$I_{ном\ тр\ ПС\ "Западная"}$ = *570 А*.

Расчет уставок начают с оценки погрешностей трансформаторов тока.

8.2.2 Погрешности ТТ

Выбранные ТТ удовлетворяют требованиям. Кратность тока КЗ не превосходит предельно допустимую для реальной нагрузки на вторичные цепи ТТ.

8.2.3 Расчёт коэффициентов цифрового выравнивания

В качестве базисного принимают коэффициент трансформации ТТ с наибольшим номинальным первичным током, то есть, $K_{ТТБАЗ}$ =1000/5.

Используя формулу находят значение коэффициента $K_{1ВП}$ для присоединений с трансформаторами тока, имеющими коэффициент трансформации:

- $K_{ТТ}$ = 1000/5:

$$К_{ЦВП} = \frac{К_{ТТ\,П}}{К_{ТТ\,БАЗ}} = \frac{1000/5}{1000/5} = 1{,}0$$

- $K_{ТТ}$ = 600/5:

$$К_{ЦВП} = \frac{К_{ТТ\,П}}{К_{ТТ\,БАЗ}} = \frac{600/5}{1000/5} = 0{,}6$$

8.2.4 Расчёт уставок ДТО

Максимальный расчётный ток небаланса $I_{НБМАКС}$ при максимальном токе внешнего КЗ находят по формуле

$$I_{НБ\,МАКС} = (\varepsilon_{МАКС} \cdot k_a \cdot k_{одн} + \gamma) \cdot I_{КЗ\,МАКС} = (0{,}1 \cdot 4 \cdot 1 + 0{,}05) \cdot 15000 = 6750\ А$$

Уставку срабатывания ДТО $I_{ДТ0}$ рассчитывают по формуле

$$I_{ДТО} = Кн \cdot I_{НБ\,МАКС} = 1{,}5 * 6750 = 10125\ А.$$

8.2.5 Расчёт уставок ДЗШ

Для определения уставки начального тока срабатывания органов ДЗШ $I_{ДЗШ.НАЧ}$ используют формулу, подставив в неё исходные данные

$$I_{ДЗШ\,НАЧ} = k_{ОТС} I_{НАГР\,МАКС} = 1{,}2 \cdot 980 = 1176\ А.$$

Для нахождения максимального тока небаланса в рабочем режиме $I_{НБРАБ}$ используют формулу, подставив в неё исходные данные

$$I_{НБ\,РАБ} = (\varepsilon_{НАГР\,МАКС} + \gamma) \cdot I_{НАГР\,МАКС} = (0{,}1 + 0{,}05) \cdot 980 = 147\ А.$$

Используя исходные данные и формулу находят уставку срабатывания ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию небаланса при обрыве вторичных цепей ТТ

$$I_{НБ\,СРАБ} = К_{ОТС} \cdot I_{НБ\,РАБ} = 1{,}4 \cdot 147 = 206\ А.$$

Уставка срабатывания $I_{НБСРАБ}$ ступени ДЗШ, действующей на сигнализацию при обрыве вторичных цепей ТТ, должна удовлетворять условию: 206 < 0,9*520 = 468. Условие выполняется.

Таким образом, ступень, действующая на сигнализацию о небалансе, может быть введена в работу.

Используя формулу находят коэффициент торможения K_m органов ДЗШ

$$К_Т = \frac{I_{ДТО} - I_{НБ\,РАБ}}{I_{КЗ\,МАКС} - I_{НАГР\,МАКС}} = \frac{10125-147}{15000-980} = 0{,}71.$$

Для нахождения уставки тока начала торможения $I_{НТ}$ органов ДЗТ используют формулу

$$I_{НТ} = I_{НАГР\,МАКС} \cdot \left(1 + \frac{1{,}05}{К_Т}\right) = 980 \cdot \left(1 + \frac{1{,}05}{0{,}71}\right) = 2429\ А.$$

Для определения уставки срабатывания $I_{ДЗТ\,НАЧ\,Ч}$ "чувствительных" органов ДЗШ используют формулу

$$I_{ДЗШ\,НАЧ\,Ч} = К_Н \cdot \varepsilon_{НОМ} \cdot К_{БТН} \cdot I_{ном\,тр\,ПС\,"Западная"} \cdot$$

Расчёт $I_{ДЗШ.НАЧ\,Ч}$ производят для случая опробования II системы шин, т.к. номинальный ток ВЛ-35 кВ "Западная", подключенной к II системе шин в режиме опробования, больше номинального тока ВЛ-35 кВ "Восточная", подключенной к

I системе шин в режиме опробования.

Подставив в формулу соответствующие исходные данные получим

$$I_{\text{ДЗШ НАЧ Ч}} = 1{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot 5 \cdot 570 = 428 \text{ А}.$$

Коэффициент торможения $K_{тч}$ участка торможения "чувствительных" органов ДЗТ принимают равным найденному ранее значению $K_т$:

$$K_{тч} = K_Т = 0{,}71.$$

Уставку по току начала торможения $I_{НТ\ Ч}$ "чувствительных" органов ДЗТ принимают равной уставке $I_{НТ}$ органов ДЗТ

$$I_{НТ\ Ч} = I_{НТ\ Ч} = 2429 \text{ А}.$$

8.2.6 Проверка чувствительности ДЗШ

Коэффициент чувствительности $K_{ЧНОРМ}$ органов ДЗШ находят по формуле, подставляя в неё полученные при расчете данные

$$\text{К}_{\text{Ч НОРМ}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН}}}{I_{\text{ДЗШ НАЧ}}} = \frac{10050}{1176} = 8{,}55$$

Используя эту же формулу находят коэффициент чувствительности $K_{ЧНОРМ}$ "чувствительных" органов ДЗШ в режиме опробования I системы шин, т.к. значение тока КЗ в этом случае минимально

$$\text{К}_{\text{Ч НОРМ}} = \frac{I_{\text{КЗ МИН опр 1СШ}}}{I_{\text{ДЗШ НАЧ}}} = \frac{4200}{428} = 9{,}81.$$

Результаты проверки чувствительности показывают, что требования ПУЭ (п. 3.2.21) по чувствительности ДЗШ выполняются.

8.3 Примеры расчета уставок для защиты от замыканий на землю

8.3.1Ненаправленная ЗОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Исходные данные:

Напряжение сети: 10 кВ

Емкостной ток на километр длины линии:

$$I_{0Суд} = 1{,}35 \text{ А/км}$$

Длина кабеля:

$$L = 1{,}1 \quad \text{км}$$

Емкостной ток кабеля, где установлена защита:

$$I_{0Ci} = I_{0Суд i} \cdot L = 1{,}48$$

$$I_{\text{нагр.фидера}} = 58{,}1 \text{ А}$$

Ток срабатывания ненаправленной ЗОЗЗ выбирается из двух условий:

- отстройки от собственного емкостного тока нулевой последовательности защищаемого присоединения (I_{0Ci}):

$$I_{\text{СР.З}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot k_{\text{бр.}} \cdot I_{0Ci} = 3{,}55 \text{ А}$$

где $k_{\text{отс.}} = 1{,}2 \div 1{,}3$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{0Ci} и запас;

$k_{\text{бр.}} = 2{,}0$ - коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения собственного емкостного тока линии при дуговых перемежающихся ОЗЗ.

- отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ (в частности вследствие естественной несимметрии емкостей сети на землю по фазам) или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{\text{СР.З}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 1{,}25 \cdot 0{,}96 = 1{,}21 \text{ А},$$

где $k_{\text{отс.}} = 1{,}25$ для трехтрансформаторных ФТНП и 1,5÷2 для кабельных ТТНП;

$I_{\text{нб.макс}} = k_{\text{нб.}} \cdot I_{\text{расч.макс.}} = 0{,}05 \cdot 19{,}4 = 0{,}96$ - максимальный ток небаланса,

где $I_{\text{расч.макс.}} = \frac{I_{\text{нагр.фидера}}}{3} = 19{,}4$ А - максимальное значение фазного тока, протекающего в месте установки ФТНП в режиме без ОЗЗ;

$k_{\text{нб.}} = 0{,}05$ – коэффициент небаланса.

Исходя из двух условий ток срабатывания ненаправленной защиты принимается равным:

$$I_{\text{СР.З}} = 3{,}55 \text{ А}.$$

Проверка коэффициента чувствительности:

$k_{\text{ч}} = \frac{I_{0C\Sigma} - I_{0Ci}}{I_{\text{СР.З}}} = \frac{19{,}26 - 1{,}48}{3{,}55} = 5{,}0 \geq k_{\text{ч.мин.доп.}}$, где:

$I_{0C\Sigma}$ - суммарный емкостной ток всей сети 10 кВ;

I_{0Ci} - емкостной ток кабеля, где установлена защита

$k_{\text{ч.мин.доп.}} = 1{,}5$

$t_{\text{с.з.}} = 0{,}5$ с - для отстройки от кратковременных самоликвидирующихся ОЗЗ.

8.3.2 Ненаправленная ЗОЗЗ в сети с изолированной нейтралью

Исходные данные:

Напряжение сети: 10 кВ

Емкостной ток на километр длины всех линии (кабелей), отходящих от фидера, на котором установлена защита:

$$I_{0C\text{уд}} = 1{,}34 \text{ А/км}$$

Длина линий(кабеля):

$$L = 7{,}425 \text{ км}$$

Емкостной ток кабеля, на котором установлена защита:

$I_{0Ci} = I_{0C\text{уд}i} \cdot L = 9{,}96$ А

Суммарный емкостной ток всех фидеров сети 10 кВ – 19,26 А

$I_{\text{нагр.фидера}} = 244{,}5$ А

Ток срабатывания защиты $\boldsymbol{I}_{\text{СР.З}}$ выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$\boldsymbol{I}_{\text{СР.З}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 1{,}5 \cdot 0{,}05 \cdot 81{,}5 = \mathbf{6{,}1}\ \text{А}$$

где $k_{\text{отс.}} = 1{,}5$ (1,5÷2 для кабельных ТТНП);

$I_{\text{нб.макс}}$- максимальный ток небаланса.

$$I_{\text{нб.макс}} = k_{\text{нб.}} \cdot I_{\text{расч.макс.}} = 0.05 * 81{,}5\ \text{А}$$

где $I_{\text{расч.макс.}} = \frac{I_{\text{нагр.фидера}}}{3} = 81{,}5$ А - максимальное значение фазного тока, протекающего в месте установки ФТНП в режиме без ОЗЗ;

$k_{\text{нб.}} = 0{,}05$ – коэффициент небаланса.

Проверка коэффициента чувствительности:

$k_{\text{ч}} = \frac{I_{0C\Sigma} - I_{0Ci}}{I_{\text{СР.З}}} = \frac{19{,}26 - 9{,}96}{6.1} = 1{,}52 \geq k_{\text{ч.мин.доп.}}$, где:

$I_{0C\Sigma}$ - суммарный емкостной ток всей сети 10 кВ;

I_{0Ci} - емкостной ток кабеля, где установлена защита

$k_{\text{ч.мин.доп.}} = 1{,}5$

Напряжение срабатывания $\mathbf{3U_0}$

$\mathbf{U}_{\text{СР.З}} = 0{,}15 * 3U0\text{фаз} = 0{,}15 * 10000 * \sqrt{3} = \mathbf{2595}$ В, где

3U0фаз – утроенное напряжение нулевой последовательности при однофазном замыкании на землю

Угол максимальной чувствительности

$$\boldsymbol{\varphi}_{\text{мч}} = \mathbf{-90}\ \text{град}$$

$t_{\text{с.з.}} = 0{,}5$ с - для отстройки от кратковременных самоликвидирующихся ОЗЗ.

8.3.3 Ненаправленная ЗОЗЗ в сети с резистивно-заземленной нейтралью

Исходные данные:

Напряжение сети: $U_{\text{Н}} = 10$ кВ

Сопротивление заземляющего резистора $R_N = 100$ Ом

Емкостной ток на километр длины всех линии (кабелей), отходящих от фидера, на котором установлена защита:

$$I_{0Суд} = 1{,}34 \text{ А/км}$$

Длина линий(кабеля):

$$L = 7{,}425 \quad \text{км}$$

Емкостной ток кабеля, на котором установлена защита:

$I_{0Ci} = I_{0Суді} \cdot L = 9{,}96$ А

Суммарный емкостной ток всех фидеров сети 10 кВ – $I_{0C\Sigma} = 19{,}26$ А

$I_{\text{нагр.фидера}} = 244{,}5$ А

Ток срабатывания защиты $\boldsymbol{I}_{\text{СР.З}}$ выбирается из условия отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$\boldsymbol{I}_{\text{СР.З}} \geq k_{\text{отс.}} \cdot I_{\text{нб.макс}} = 1{,}5 \cdot 0{,}05 \cdot 81{,}5 = \mathbf{6{,}1} \text{ А} ,$$

где $k_{\text{отс.}} = 1{,}5$ (1,5÷2 для кабельных ТТНП);

$I_{\text{нб.макс}}$- максимальный ток небаланса.

$$I_{\text{нб.макс}} = k_{\text{нб.}} \cdot I_{\text{расч.макс.}} = 0.05 * 81{,}5 \text{ А} ,$$

где $I_{\text{расч.макс.}} = \frac{I_{\text{нагр.фидера}}}{3} = 81{,}5$ А - максимальное значение фазного тока, протекающего в месте установки ФТНП в режиме без ОЗЗ;

$k_{\text{нб.}} = 0{,}05$ – коэффициент небаланса.

Проверка коэффициента чувствительности:

$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{зам}}}{I_{\text{СР.З}}} = \frac{58}{6.1} = 9{,}5 \geq k_{\text{ч.мин.доп.}}$, где:

$$I_{\text{зам}} = (I_{0C\Sigma} - I_{0Ci})^2 + (U_{\text{Н}}/(\sqrt{3} \cdot R_N))^2 = (19{,}26 - 9{,}96)^2 + (\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 100})^2 = 58 \text{ А}$$

$k_{\text{ч.мин.доп.}} = 1{,}5$

Напряжение срабатывания $\mathbf{3U_0}$:

$\mathbf{U}_{\text{СР.З}} = 0{,}15 * 3U0\text{фаз} = 0{,}15 * 10000 \cdot \sqrt{3} = \mathbf{2595}$ В, где

3U0фаз – утроенное напряжение нулевой последовательности при однофазном замыкании на землю

Угол максимальной чувствительности:

$$\varphi_{\text{м.ч.}} = -\left(90° + arctg\frac{U_{\text{Н}}/(\sqrt{3}\cdot R_N)}{I_{0C\Sigma} - I_{0Ci}}\right) = -\left(90° + arctg\frac{57{,}8}{86{,}49}\right) = -125°.$$

Выдержка времени защиты определяется термической стойкостью заземляющего резистора.

8.3.4 Защита от ОЗЗ по активной мощности нулевой последовательности (ваттметрическая защита) для сетей с компенсированной нейтралью

Исходные данные:

Напряжение сети: $U_{\text{Н}} = 10$ кВ

Емкостной ток на километр длины всех линии (кабелей), отходящих от фидера, на котором установлена защита:

$I_{0Cуд}$ =1,34 А/км

Длина линий(кабеля):

$L = 7{,}425$ км

Емкостной ток кабеля, на котором установлена защита:

$I_{0Ci} = I_{0Cудi} \cdot L = 9{,}96$ А

Суммарный емкостной ток всех фидеров сети 10 кВ – $I_{0C\Sigma} = 19{,}26$ А

Мощность срабатывания защиты:

$P_{0\,\text{СР.З.}} = \frac{P_0}{k_{\text{ч}}} = \frac{3352}{1{,}5} = 2235$ Вт, где:

$k_{\text{ч}} = 1{,}5$ - коэффициент чувствительности

$$P_0 = (I_{0C\Sigma} - I_{0Ci} - I_{\text{ДГР}}) \cdot \cos\varphi \cdot U_0 = I_{0R} \cdot U_0 = 0{,}58 \cdot \frac{10000}{\sqrt{3}} =$$

$= 3352$ Вт , где:

$I_{0R} = d \cdot I_{0C\Sigma} = 0{,}03 \cdot 19{,}26 = 0{,}58$ А,

где:

d - коэффициент успокоения сети

$t_{\text{с.з.}} = 0{,}5$ с - для отстройки от кратковременных самоликвидирующихся ОЗЗ.

8.4 Пример выбора уставок дистанционной защиты

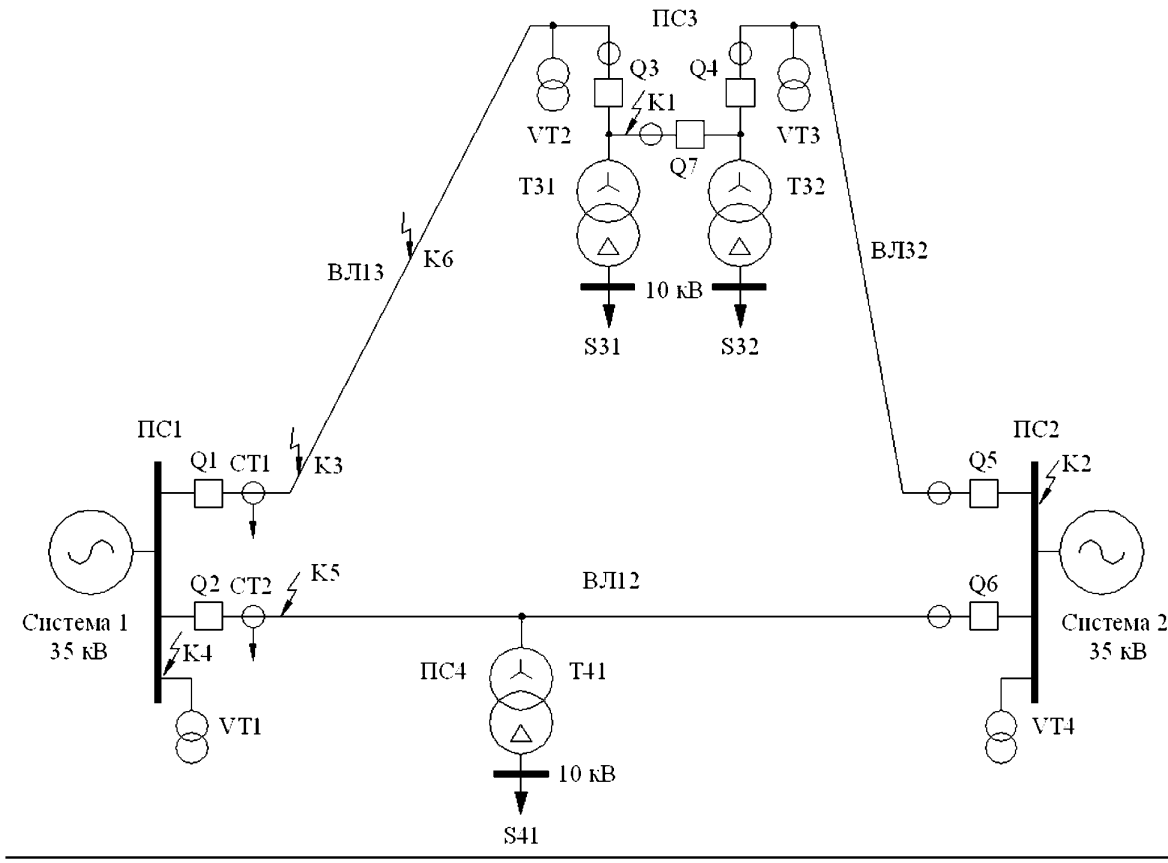


Рисунок 22. Схема сети 35 кВ

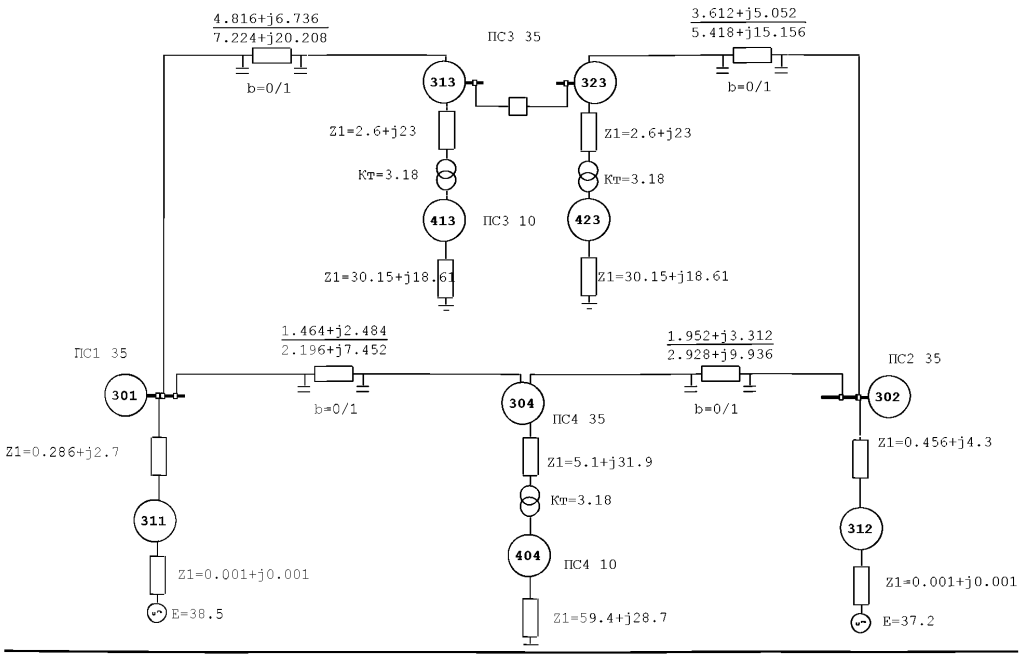


Рисунок 23. Схема замещения сети 35 кВ для расчета в АРМ СРЗА

Исходные даные:

Защита устанавливается на ПС1 35 кВ на ВЛ13

Коэффициент трансформации ТТ Ктт=300/5=60

Коэффициент трансформации ТН Ктн=35000/100=350

Сопротивление прямой последовательности ВЛ13 Z1= 4,816 + j6,736 Ом

Сопротивление нулевой последовательности ВЛ13 Z0= 7,224 + j20,208 Ом

Ток нагрузки в максимальном режиме (при отключении ВЛ32) Iнагр_макс=113 А (перв)

Замер сопротивления нагрузки в максимальном режиме (при отключении ВЛ32) Zнагр_макс=194/35 Ом/град = 158,91+j111,27 Ом

Первая ступень дистанционной защиты от междуфазных КЗ Z1

Уставка первой ступени ДЗ по реактивному сопротивлению $X\text{уст}^{I}_{\text{Пст1 ВЛ13}}$

$$X\text{уст}^{I}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = 0{,}85 * X_{\text{ВЛ13}} = 0{,}85 * 6{,}736 = \mathbf{5{,}72}\ \text{Ом}$$, где:

$X_{\text{ВЛ13}}$ - реактивное сопротивление линии ВЛ13

Уставка первой ступени ДЗ по активному сопротивлению $R\text{уст}^{I}_{\text{Пст1 ВЛ13}}$

$R\text{уст}^{I}_{\text{пст1ВЛ13}} = R_{\text{уст1}} + R_{\text{уст2}} = \mathbf{4{,}79}$ Ом, где

$R_{уст1} = 0{,}85 * R_{ВЛ13} = 4{,}09$ Ом;

$R_{уст2} = К_з * \frac{R_D}{K_T} * 0{,}5 = 1{,}1 * 0{,}5 * \frac{1{,}3}{1} = 0{,}7$ Ом , где:

$К_з$ =1,1 - коэффициент запаса для быстродействующей ступени;

$R_D = 1050\frac{L}{I_{дуги}} = 1050\frac{3{,}0}{2443} = 1{,}3$ Ом - сопротивление дуги;

$I_{дуги}$ = 2443 А – ток дуги в конце зоны действия первой ступени (расчет тока двухфазного КЗ в АРМ СРЗА);

$L = 3$ м - расстояние между фазами ВЛ (справочный материал для опор ВЛ 35 кВ)

$K_T = 1{,}0$ - коэффициент токораспределения;

Проверка отстройки уставки $R_{устпст1ВЛ13}$ от тока нагрузки и режима самозапуска двигателей при отключении внешних КЗ (при отсутствии на характеристике срабатывания ДЗ «выреза для нагрузки»

$R_{уст} \leq \frac{Z_{рабмин.}}{k_з k_в} * \left(cos_{\varphi н} - \frac{sin_{\varphi н}}{tg(\varphi_1)}\right) = \frac{89{,}5}{1{,}2*1{,}04}\left(0{,}81 - \frac{0{,}57}{1{,}38}\right) = 28{,}7$, где:

$Z_{рабмин.} = \frac{U_{раб\ мин.}}{\sqrt{3}*k_{сам}\, I_{рабмакс}} = \frac{35000}{\sqrt{3}*2{,}0*113} = 89{,}5$ Ом -минимальное сопротивление в нагрузочном режиме

$k_З = 1{,}2$ - коэффициент запаса;

$k_В = 1{,}04$ - коэффициент возврата;

$\varphi н = 35$ град. - угол нагрузки;

$k_{сам}$ - коэффициент самозапуска двигателей, для сети 35 кВ принимается равным 2,0.

$R_{устпст1ВЛ13} = 4{,}79$ Ом $< 28{,}7$ **условие отстройки от нагрузки и режима самозапуска двигателей удовлетворяется.**

$Z^I_{с.зПст1\ ВЛ13} \leq \frac{Z_{ВЛ13}}{1+\beta+\delta} = 0{,}85 * Z_{ВЛ13} = 0{,}85 * (R_{ВЛ13} + jX_{ВЛ13}) = 0{,}85 * (4{,}816 + j\,6{,}736)$,

$Z^I_{с.зПст1\ ВЛ13} = 0{,}85 * 8{,}28 = 7{,}038$ Ом - уставка первой ступени защиты от междуфазных КЗ по полному сопротивлению

Уставка по углу максимальной чувствительности:

$\varphi_1 = arctg\frac{X_{ВЛ13}}{R_{ВЛ13}} = 54$ град - угол максимальной чувствительности.

Остальные углы характеристики срабатывания определяются согласно указаниям производителя.

Вторая ступень дистанционной защиты от междуфазных КЗ Z2

Уставка второй ступени ДЗ по активному и по реактивному сопротивлению.

По условию 1 отстройки от КЗ на шинах удаленного конца предыдущей (наиболее удаленной от источника питания) линии или трансформатора (группы трансформаторов):

$\boldsymbol{X}\text{уст}\mathbf{1}^{\boldsymbol{II}}{}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{0,85} * \boldsymbol{X}\text{расч1}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = 0.85 * 11{,}569 = 9.83$ Ом, где

$\boldsymbol{X}\text{расч1}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \boldsymbol{X}^{(3)}_{(\text{тчк})\text{к2}} = 11{,}569$ Ом - сопротивление в защите ВЛ13 при КЗ в точке К2

$\boldsymbol{R}\text{уст}\mathbf{1}^{\boldsymbol{II}}{}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{0,85} * \boldsymbol{R}\text{расч1}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = 0.85 * 8{,}405 = 7.14$ Ом, где

$\boldsymbol{R}\text{расч1}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \boldsymbol{R}^{(3)}_{(\text{тчк})\text{к2}} = 8{,}405$ Ом - сопротивление в защите ВЛ13 при КЗ в точке К2

По условию 2 согласования по сопротивлению со первой ступенью защиты ВЛ32:

$\boldsymbol{X}\text{уст}\mathbf{2}^{\boldsymbol{II}}{}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{0,85} * \boldsymbol{X}\text{расч2}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{9,37}$ Ом, где:

$\boldsymbol{X}\text{расч2}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \boldsymbol{X}_{\text{ВЛ13}} + \boldsymbol{X}^{\boldsymbol{I}}_{\text{ВЛ32}} = \mathbf{6,636 + 4,29 = 10,926}$ Ом

$\boldsymbol{R}\text{уст}\mathbf{2}^{\boldsymbol{II}}{}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{0,85} * \boldsymbol{R}\text{расч2}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \mathbf{6,7}$ Ом, где:

$\boldsymbol{R}\text{расч2}_{\text{Пст1 ВЛ13}} = \boldsymbol{R}_{\text{ВЛ13}} + \boldsymbol{R}^{\boldsymbol{I}}_{\text{ВЛ32}} = \mathbf{4,816 + 3.07 = 7,816}$ Ом

$\boldsymbol{X}\text{уст}^{\boldsymbol{II}} = \mathbf{9.37}$ Ом $\quad \boldsymbol{R}\text{уст}^{\boldsymbol{II}} = \mathbf{6.7}$ Ом $\quad \boldsymbol{Z}\text{уст}^{\boldsymbol{II}} = \mathbf{11.52}$ Ом

$$\text{Кч}^{\boldsymbol{II}} = \frac{\boldsymbol{Z}\text{уст}^{\boldsymbol{II}}}{\boldsymbol{Z}_{\text{ВЛ13}}} = \frac{\mathbf{11,52}}{\mathbf{8,28}} = \mathbf{1,39} > 1.25 .$$

<u>Третья ступень дистанционной защиты от междуфазных КЗ Z3</u>

$$Z^{III}_{\text{с.з.нагр}} = \frac{U_{\text{мин.}}}{\sqrt{3}\cdot k_{\text{н}}\cdot k_{\text{В}}\cdot I_{\text{нагр.}}\cdot\cos(\varphi_{\text{м.ч.}}-\varphi_{\text{нагр}})} = \frac{35000}{\sqrt{3}\cdot 1{,}2\cdot 1{,}1\cdot 113\cdot\cos(54-35)} = 144{,}29 \text{ Ом}$$

где:

$U_{\text{мин.экспл}}$- минимальное эксплуатационное линейное напряжение, принято $0{,}9 \cdot U_{\text{ном}}$;

$k_{\text{н}} = 1{,}2$ – коэффициент надёжности;

$k_{\text{В}} = 1{,}1$ - коэффициент возврата;

$\varphi_{\text{м.ч.}} = \text{arctg}\frac{\text{X}_{\text{уд.линии}}}{\text{R}_{\text{уд.линии}}}$ - угол максимальной чувствительности реле сопротивления;

$\varphi_{\text{нагр}}$ - угол сопротивления нагрузки.

Выбор уставок дистанционной защиты от двойных замыканий на землю

У большинства производителей переключение на замер контуров фаза-земля происходит автоматически при появлении тока нулевой последовательности.

Уставка органа по току нулевой последовательности, осуществляющего пуск на измерение контуров фаза-земля рассчитывается по формуле:

$$I^{\text{пуск}}_{\text{с.з.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{нбрасч}} = k_{\text{Н}} * k_{\text{апер}} * I_{\text{нбустан}} = 1{,}25 * 2{,}0 * 412 = 1030 \text{ А}, \quad (6.13.6.1),$$

где:

$k_{\text{Н}} = 1{,}25$ - коэффициент надежности;

$k_{\text{апер}} = 2{,}0$ - коэффициент апериодичности;

$I_{\text{нбустан}}$ -ток небаланса в нулевом проводе в установившемся режиме при металлическом трехфазном КЗ в месте установки защиты, в режиме работы сети, когда он максимален.

$$I_{\text{нбустан}} = k_{\text{одн}} * f_i * I^{(3)}_{\text{кз}} = 0.5 * 0{,}1 * 8240 = 412 \text{ А},$$

где:

$k_{\text{одн}} = 0{,}5$ - при однотипных ТТ (коэффициент однотипности);

$k_{\text{одн}} = 1{,}0$ - при разнотипных ТТ;

$f_i = 0{,}1$ - относительная погрешность ТТ;

$I^{(3)}_{\text{кз}}$ - ток в месте установки защиты при металлическом трехфазном КЗ в месте установки защиты, в режиме работы сети, когда он максимален.

Поскольку алгоритм расчета контуров фаза-земля, учитывает коэффициент компенсации по току нулевой последовательности и за счет этого правильно измеряется расстояние до места КЗ, расчет уставок дистанционной защиты от двойных замыканий производится по тем же формулам, что и для защиты от междуфазных КЗ.

Если параметрирование терминала предполагает ввод заранее рассчитанного коэффициента компенсации по нулевой последовательности, то он рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{комп}} = \frac{\dot{Z}_0 - \dot{Z}_1}{3 * \dot{Z}_1}, \quad (6.13.6.3)$$

где: $\dot{Z}_0$ и $\dot{Z}_1$ - комплексные сопротивления сопротивления нулевой и прямой последовательности защищаемой линии.

В данном примере:

Коэффициент компенсации тока нулевой последовательности,

где $\underline{k_0} = k_r + jk_x$ – комплексный коэффициент компенсации тока нулевой последовательности,

$k_r = \frac{R_0 - R_1}{R_1}$ = (7,224 - 4,816)/4,816=0,5;

$k_x = \frac{X_0 - X_1}{X_1}$ = (20,208 - 6,736)/6,736=2.

Библиография

1. Комплекс программ для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты АРМ СРЗА. Зарегистрированное название «Программный комплекс для расчетов электрических величин при повреждениях сети и уставок релейной защиты», Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ от 31.10.2011 № 2011618568.
2. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита. Принципы и применение.- М.: Энергоиздат, 2005.
3. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2001 – 104 с.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
5. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
6. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебное издание, 1991.
7. СТО 59012820.29.020.002-2012 Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации (с Изменениями от 29.07.2014 № 201, от 22.09.2016, 05.04.2019), ОАО «СО ЕЭС».
8. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М.: Энергоатомиздат, 1992.-528 с.
9. Чернобровов Н.В. Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – Москва: Энергоатомиздат, 1998.
10. Методика расчета уставок защит присоединений сети 6-35 кВ для терминалов серии БЗП и ЗЗП, ООО НПП «Микропроцессорные технологии», 2014.
11. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии «БРЕСЛЕР-0107. 2ХХ», ООО «НПП БРЕСЛЕР».
12. Рекомендации по выбору уставок терминала быстродействующего автоматического ввода резерва для подстанций 6-10 кВ «БРЕСЛЕР-0107.07Х», ООО «НПП БРЕСЛЕР», 2010.
13. Комплектные устройства защиты и автоматики линий 6 - 35 кВ ТОР 200-Лхх. Рекомендации по расчету уставок АИПБ.656122.005-18 РРУ v12.1, ИЦ «БРЕСЛЕР», 2012.
14. Комплектные устройства релейной защиты и автоматики серии МРЗ-1. Методические указания по расчету уставок защит, ЗАО «Московский завод релейной защиты и автоматики», 2012.

15. Рекомендации по применению и выбору уставок устройства дифференциальной защиты линий «Сириус-2-ДЗЛ-01», ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
16. Рекомендации по выбору уставок устройства дистанционной защиты линий 6-35 кВ «Сириус-ДЗ-35», ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2012.
17. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т», ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2010.
18. Устройство релейной защиты и автоматики серии ТЕКОН 300. Методика расчета уставок. Часть 5 Защита фидера, ЗАО «ТеконГруп», 2015.
19. Методические указания к расчету и выбору уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП РУ, ЧЭАЗ, 2012.
20. Методика расчёта дифференциальных защит двухобмоточного трансформатора, НТЦ «ГОСАН», 2009.
21. Методика расчёта дифференциальных защит трехобмоточного трансформатора, НТЦ "ГОСАН", 2009.
22. МЭК 60255-24(2013) Измерительные реле и устройства защиты. Часть 24. Общий формат для обмена данными переходных процессов (COMTRADE) для энергосистем (IEC 60255-24(2013) Measuring relays and protection equipment - Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems).
23. СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения, ОАО РАО «ЕЭС России».
24. СТО 56947007-29.120.70.98-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» (с Изменениями от 14.12.2016), ОАО «ФСК ЕЭС».
25. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ, 1966.
26. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 9. Дифференциальная защита линий 110-330 кВ, 1972.
27. СТО 56947007-29.120.70.099-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА», ОАО «ФСК ЕЭС».
28. СТО 56947007-29.120.70.137-2012 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».
29. СТО 56947007-29.120.70.100-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ЗАО «АРЕВА Передача и Распределение» (с Изменениями от 25.08.2015), ОАО «ФСК ЕЭС».

30. СТО 56947007-29.060.20.020-2009 Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 – 35 кВ (с Изменениями от 10.05.2018), ОАО «ФСК ЕЭС».
31. СТО 56947007-29.120.70.109-2011 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства компании «GE Multilin», ОАО «ФСК ЕЭС».
32. СТО 56947007-29.120.70.135-2012 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».
33. Бургсдорф. Открытые электрические дуги большой мощности. Журнал Электричество, № 10, 1948.
34. СТО 56947007-33.040.20.297-2019 Типовые шкафы ШЭТ и ОЭТ 6-35 кВ. Архитектура II типа, ПАО «ФСК ЕЭС».
35. Небрат И.Л. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты. Учебное пособие. Часть первая, 1996.
36. IEEE C37.2-2008 Стандарт Института инженеров по электротехнике и электронике (IEEE). Стандартные номера функций устройств электроэнергетической системы, аббревиатуры и обозначения контактов (Standard of the Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). IEEE C37.2-2008 Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations).
37. Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229».
38. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 3.2. Релейная защита (Издание шестое) (утв. Минэнерго СССР от 30.05.1979).

gost.e-ecolog.ru