

---

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-  
29.120.70.200-2015**

---

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО РАСЧЁТУ И ВЫБОРУ  
ПАРАМЕТРОВ НАСТРОЙКИ (УСТАВОК) МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ  
УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ  
ПРОИЗВОДСТВА ООО НПП «ЭКРА», «АВВ», «GE Multilin» и «ALSTOM  
Grid»/«AREVA» ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С  
ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 - 330 кВ**

Стандарт организации

Дата введения: 27.04.2015

ОАО «ФСК ЕЭС»

2015

## **Предисловие**

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, 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 1.5-2004.

## **Сведения о стандарте организации**

1. РАЗРАБОТАН: ООО «НПП «Селект».
2. ВНЕСЕН: Департаментом релейной защиты, метрологии и автоматизированных систем управления технологическими процессами, Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.04.2015 № 186.
4. ВВЕДЕН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: [vaga-na@fsk-ees.ru](mailto:vaga-na@fsk-ees.ru).

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

## Оглавление

Список сокращений .....	6
Введение .....	9
Функциональное описание устройств МП РЗА ЛЭП напряжением 110 – 330 кВ с односторонним питанием, присоединенной через один или два выключателя к шинам типового РУ .....	12
Приложение А. Схемы привязки линии с односторонним питанием 110 – 330 кВ.....	22
Приложение Б. Методические указания по расчёту уставок срабатывания микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики линий с односторонним питанием 110 – 330 кВ .....	26
Б1 Выбор уставок срабатывания дистанционной защиты от всех видов коротких замыканий (ANSI 21, 21N) линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием .....	27
Б1.1. Общие сведения о дистанционной защите .....	27
Б1.2. Характеристики срабатывания дистанционной защиты различных производителей .....	32
Б1.3. Основные принципы и положения выбора уставок срабатывания дистанционной защиты.....	58
Б1.4. Выбор уставок срабатывания первой ступени дистанционной защиты ....	64
Б1.5. Выбор уставок срабатывания второй ступени дистанционной защиты ....	83
Б1.6. Выбор уставок срабатывания третьей ступени дистанционной защиты .	103
Б1.7. Особенности выбора уставок срабатывания дистанционных защит для кабельных линий 110 – 330 кВ .....	119
Б1.8. Выбор уставок срабатывания пусковых органов дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю.....	120

Б1.9. Выбор параметров настройки (уставок) функции контроля исправности цепей напряжения защит (блокировка защит при повреждении вторичных цепей напряжения ТН).....	154
Б2 Выбор уставок срабатывания токовой защиты нулевой последовательности (ANSI 50N, 51N, 67N) линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием.....	182
Б2.1. Определение параметров органа направления мощности при КЗ на землю (ОНМ). .....	183
Б2.2. Выбор уставок срабатывания ТЗНП .....	194
Б3 Выбор уставок срабатывания максимальной токовой защиты (основная или резервная МТЗ) (ANSI 50, 50N, 51, 51N).....	211
Б3.1. Характеристика направленности.....	212
Б3.2. Выбор уставок срабатывания фазной МТЗ (ANSI 50, 51). .....	215
Б3.3. Выбор уставок срабатывания МТЗ от замыканий на землю (резервная ТЗНП) (ANSI 50N). .....	221
Б4. Выбор уставок срабатывания устройства резервирования отказа выключателя линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием (ANSI 50BF - УРОВ). .....	224
Б5. Выбор уставок срабатывания трехфазного автоматического повторного включения – ТАПВ линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием (ANSI 79).....	229
Приложение В .....	239
Приложение В1. Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы «ALSTOM Grid»/ «AREVA».....	239
Приложение В2. Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы «ABB» .....	240
Приложение В3. Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы ООО НПП «ЭКРА».....	241
Приложение В4. Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы «GE Multilin» ..	242
Приложение Г .....	243

Приложение Г1. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА фирмы «ALSTOM Grid»/ «AREVA» для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ .....	243
Приложение Г2. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА фирмы «ABB» для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ.....	262
Приложение Г3. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА фирмы ООО НПП «ЭКРА» для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ .....	267
Приложение Г4. Таблица выбора параметров настройки (уставок) устройств МП РЗА фирмы «GE Multilin» для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ .....	302
Приложение Д .....	288
Д1. Пример расчета уставок устройств МП РЗА ВЛ-110 кВ для «ALSTOM Grid»/ «AREVA».....	291
Д2. Пример расчета уставок устройств МП РЗА ВЛ-110 кВ для «ABB» .....	303
Д3. Пример расчета уставок устройств МП РЗА ВЛ-110 кВ для ООО НПП «ЭКРА».....	320
Д4. Пример расчета уставок устройств МП РЗА ВЛ-110 кВ для «GE Multilin».....	332
Приложение Е. Требования к трансформаторам тока.....	344
Библиография.....	351

## Список сокращений

ANSI	– международный стандарт классификации функций релейной защиты.
ANSI 21	– дистанционная защита.
ANSI 21N	– дистанционная защита от замыкания на землю.
ANSI 25	– контроль синхронизма.
ANSI 50	– максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени.
ANSI 50BF	– функция (устройство) резервирования отказа выключателя (УРОВ).
ANSI 50N	– токовая защита от замыкания на землю с независимой выдержкой времени.
ANSI 51	– токовая защита с выдержкой времени.
ANSI 51N	– токовая защита от замыкания на землю с выдержкой времени.
ANSI 67	– направленная токовая защита.
ANSI 67N	– направленная токовая защита от замыкания на землю.
ANSI 79	– автоматическое повторное включение (АПВ).
ANSI 81	– защита по частоте.
ER	– регистратор внутренних событий.
FL	– указатель (локатор) места повреждения.
FR	– регистратор аварийных событий.
MV	– устройство измерения аналоговых величин.
ABP	– автоматический ввод резерва.
АПВ	– автоматическое повторное включение.
АТ	– автотрансформатор.
АЦП	– аналого-цифровой преобразователь.
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка.
БК	– блокировка при качаниях.

БНН	– блокировка при неисправности в цепях напряжения.
ВЛ	– воздушная линия.
ВН	– высокое напряжение.
ДЗ	– дистанционная защита.
ДЗШ	– дифференциальная защита шин.
ДО	– дистанционный орган.
ДОЗ	– дистанционный орган при замыкании на землю.
ДОМ	– дистанционный орган при междуфазных коротких замыканиях.
ЗЗ	– замыкание на землю.
ЗУ	– запоминающее устройство.
ИО	– измерительный орган.
КЗ	– короткое замыкание.
КЛ	– кабельная линия.
КОН	– контроль отсутствия напряжения.
ЛЭП	– линия электропередачи.
МП РЗА	– микропроцессорная релейная защита и автоматика.
МТЗ	– максимальная токовая защита.
МУ	– методические указания.
НМТЗ	– направленная максимальная токовая защита.
НН	– низкое напряжение.
НО	– нормально открытый контакт.
ОНМ	– орган направления мощности.
ПА	– противоаварийная автоматика.
ПО	– пусковой орган.
ПС	– подстанция.
ПУЭ	– правила устройства электроустановок.
РЗА	– релейная защита и автоматика.

РНМ (НП)	– реле направления мощности (нулевой последовательности).
РПВ	– реле положение включено.
РС	– реле сопротивления.
РУ	– распределительное устройство.
СВН	– сверхвысокое напряжение.
СН	– среднее напряжение.
ТАПВ	– трехфазное автоматическое повторное включение.
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности.
ТН	– трансформатор напряжения.
ТО	– токовая отсечка.
ТТ	– трансформатор тока.
УБК	– устройство блокировки при качаниях.
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя.
ШОН	– шкаф отбора напряжения.



## Введение

Функции защиты и автоматики, рассматриваемые в настоящей работе, приведены в качестве обязательных, или рекомендуемых к применению, для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием (нетупиковых и тупиковых) в радиальных сетях 110 – 330 кВ (далее линия или линии), в различных вариантах. Распределение функций и их дублирование в реальных микропроцессорных устройствах в защиты и управления должно осуществляться в соответствии с первичной схемой ячейки присоединения, с учетом критериев надежности, требуемых для данного присоединения, и существующих технических возможностей самих МП устройств.

В настоящих методических указаниях рассматриваются расчетные условия выбора уставок функций защиты линий электропередачи с односторонним питанием в сети 110 – 330 кВ, получивших наиболее широкое распространение в существующей отечественной практике эксплуатации.

При оснащении указанных линий устройствами (функциями) РЗА, прежде всего, необходимо учитывать требования руководящих документов:

– В соответствии с **п. 3.2.110** ПУЭ, на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует применять ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения.

– Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения согласно **п. 3.2.108** (там же), или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В качестве дополнительной защиты (кроме дистанционной), рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

– От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ, т.е. АПВ, исправляющими неселективное отключение с помощью заданных уставок по времени. При этом на поврежденной линии предыдущего участка сети АПВ должно иметь большую выдержку времени действия, чем АПВ на линии, питающей указанный участок, а также должна использоваться функция автоматического ускорения защиты при включении на КЗ.

Таким образом, в общем случае, на линиях с односторонним питанием (в том числе тупиковых), применение дистанционной защиты не является обязательным. Однако (в случаях указанных выше), применение этой защиты часто оказывается целесообразным или необходимым. Кроме того, на линиях, имеющих многочисленные ответвления с подключенными трансформаторными подстанциями различной мощности, нередко является актуальной задача резервирования защит указанных трансформаторов (при КЗ на стороне низкого напряжения подстанции), которое невозможно осуществить только с помощью максимальных токовых защит. Это, прежде всего, касается сильно нагруженных линий электропередачи.

В связи со сказанным выше, в настоящих указаниях, наряду с максимальными токовыми (фазными и нулевой последовательности) защитами линий, рассматриваются также многоступенчатые дистанционные микропроцессорные защиты различных изготовителей, которые, как правило,

используют дистанционные органы (ДО) от междуфазных КЗ и замыканий на землю в сети с заземленной нейтралью.

Направленное действие токовой защиты нулевой последовательности или максимальной токовой защиты линии должно вводиться только в целях обеспечения чувствительности (в случаях невозможности отстройки защит от встречных токов КЗ).

Во всех случаях, окончательное решение о применении тех или других функций защиты должно приниматься при реальном проектировании, в соответствии с вышеуказанными требованиями руководящих документов, положениями стандарта ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007 – 29.240.10.028 – 2009 от 13.04.2009 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ» и конфигурацией рассматриваемой электрической сети.

Следует особо отметить, что для защиты кабельных линий электропередачи с односторонним питанием 110 – 330 кВ небольшой протяженности могут применяться дифференциальные токовые защиты, имеющие проводной или оптоволоконный канал связи, которые в настоящих МУ не рассматриваются.

Отмечаем неоценимый вклад, внесенный в данную работу д.т.н., профессором Э.М. Шнеерсоном, который до конца 2009 года непосредственно осуществлял научное руководство настоящим проектом, а также являлся инициатором внедрения прогрессивных методов и инноваций в области развития теории и практики применения релейной защиты, включая широкое внедрение новых цифровых устройств РЗА на объектах электроэнергетики Российской Федерации и других стран СНГ.

# **Функциональное описание РЗА ЛЭП напряжением 110 – 330 кВ с односторонним питанием, присоединенной через один или два выключателя к шинам типового РУ**

Рассматриваются следующие схемы РУ:

- Одна рабочая, секционированная выключателем и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Две рабочие и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин 110 (220) кВ.
- Четырехугольник 110 (220) кВ.
- Расширенный четырехугольник 220 кВ.
- Трансформатор – шины 330 кВ с присоединением линий через два выключателя.
- Полуторная схема 330 кВ.

**Примечание.** Здесь и далее, под понятием «линия с односторонним питанием, не тупиковая или тупиковая» подразумевается линия, на приемном конце (концах) которой нормально отсутствует какой-либо системный источник питания (например – генерирующие мощности, параллельные линии и др.), а подключены смежные (радиальные) линии и/или приемные подстанции, имеющие следующие (или подобные) схемы РУ:

- Блок (линия-трансформатор) с разъединителем (типовая схема «1»).
- Блок (линия-трансформатор) с выключателем (типовая схема «3Н»).
- Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии (типовая схема «4Н»).

## **1 Перечень и краткое описание функций защиты, реализуемых в МП устройствах РЗА**

### **1.1 ANSI 21, 21N. Дистанционная направленная защита, имеет не**

менее 3-х (до 6-ти) ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих заданную (круговую, полигональную) характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия в случаях неисправности и исчезновении одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты.

Для отдельной ступени защиты может быть выполнено автоматическое ускорение действия в течение заданного времени, после включения выключателя.

Каждая из ступеней с заданной независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателей линии;
- на пуск УРОВ выключателей линии;
- на пуск АПВ выключателей линии.

**1.2 ANSI 50N, 51N, 67N. Токовая направленная/ненаправленная защита нулевой последовательности**, имеет не менее 3-х (до 4-х) ступеней по току срабатывания при замыканиях на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты может быть выполнено автоматическое ускорение действия в течение заданного времени, после включения выключателя.

Каждая из ступеней с заданной независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателей линии;
- на пуск УРОВ выключателей линии;
- на пуск АПВ выключателей линии.

**1.3 ANSI 50, 51. Максимальная токовая защита, ненаправленная (резервирующая отказы защит, автоматически блокируемых при неисправности цепей напряжения)**, имеет не менее 2-х (до 4-х) ступеней по току срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, может быть нормально введена или нормально выведена из работы. В

последнем случае МТЗ автоматически вводится в действие при неисправности и блокировании дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при ее разблокировании (восстановлении нормального функционирования).

Каждая из ступеней с заданной независимой выдержкой времени действует:

- на отключение выключателей линии;
- на пуск УРОВ выключателей линии;
- на пуск АПВ выключателей линии.

**1.4 ANSI 50, 51, 67 (50N, 51N, 67N). Направленная/ненаправленная максимальная токовая защита (резервный комплект защит), имеет не менее 2-х ступеней по току срабатывания, действующих при однофазных и междуфазных КЗ в защищаемых зонах с контролем/без контроля заданного направления мощности КЗ в сторону линии. Каждая из ступеней с заданной независимой или инверсной выдержкой времени действует на:**

- отключение выключателей линии;
- пуск УРОВ выключателей линии;
- пуск АПВ выключателей линии.

**1.5 ANSI 50BF. Функция резервирования отказа отдельного выключателя, реализуемая в МП устройстве защиты/управления линии (внутренняя), запускается при срабатывании защит на отключение выключателя, с контролем наличия минимального тока в его цепи.**

Кроме пуска УРОВ от защит линии, может применяться дополнительное разрешение (деблокирование) срабатывания УРОВ при возврате реле контроля цепи отключения выключателя (РПВ), которое используется для подтверждения действия защит непосредственно в цепях отключения.

В случае использования двухступенчатого действия УРОВ:

- с 1-й заданной выдержкой времени (1-я ступень УРОВ) действует на отключение выключателя линии (повторное действие защит);

– со 2-й заданной выдержкой времени (2-я ст. УРОВ) действует на отключение выключателей смежных питающих присоединений непосредственно, или через схему ДЗШ без пуска АПВ, или с его запретом.

#### **Примечания.**

1. Запрет АПВ отказавшего выключателя линии, в устройствах РЗА различных изготовителей, также может выполняться одновременно с действием 1-й или 2-й ступени УРОВ (или вообще не выполняться).

2. При установке устройства ДЗШ РУ, имеющего функции УРОВ присоединений шин, по преимуществу используется базовая функция УРОВ в устройстве ДЗШ с пуском при срабатывании защит на отключение выключателя.

**1.6 ANSI 50BF. Функция резервирования отказа отдельного выключателя линии, реализуемая в устройстве дифференциальной токовой защиты шин РУ, имеющей функцию УРОВ присоединений (внешняя функция), пускается при срабатывании защит на отключение выключателя, с контролем наличия минимального тока в его цепи.**

Применяется (как правило) двухступенчатое действие УРОВ с контролем наличия тока присоединения. Действует, через схему центрального устройства ДЗШ с заданными независимыми выдержками времени.

При пуске от защит:

С выдержкой времени 1-й ступени УРОВ:

– на повторное отключение выключателя линии.

С выдержкой времени 2-й ступени УРОВ:

– на отключение выключателей присоединений шин РУ без пуска АПВ, или с его запретом.

При пуске от ДЗШ:

С выдержкой времени 2-й ступени УРОВ:

– на отключение и запрет АПВ линии (реализуется только в случае воздействия ДЗШ на отключение данного выключателя линии).

**Примечание.** Логика выходных воздействий внешнего (децентрализованного) устройства УРОВ присоединений шин может быть выполнена единообразной как при пуске от защит линии, так и при пуске от ДЗШ, поскольку в этом случае, достигается аналогичный конечный результат (учитывая отключающие воздействия УРОВ, дублирующие отключения от защит).

## **2 Перечень и краткое описание функций автоматики и управления, реализуемых в МП устройствах РЗА**

**2.1 ANSI 81. Частотная защита (Автоматическая частотная разгрузка и частотное АПВ используется по выбору. Расчет уставок в настоящих МУ не рассматривается.),** имеет не менее 2-х ступеней срабатывания по снижению частоты напряжения, может быть нормально выведена, либо введена в работу.

Защита от понижения частоты с заданной независимой выдержкой времени действует на отключение выключателей линии.

**Автоматика при повышении частоты** (отдельная ступень защиты от понижения частоты при возврате после срабатывания) с заданной независимой выдержкой времени действует на пуск логики АПВ, после отключения выключателя защитой от понижения частоты.

**2.2 ANSI 79. Устройство автоматического повторного включения отдельного выключателя воздушной линии**

АПВ имеет несколько циклов срабатывания (как правило, используется не более 2-х циклов) и пускается согласно одному из вариантов:

– по факту срабатывания защит на отключение выключателя (за исключением УРОВ, ПА) с проверкой его отключенного положения;

– без пуска от защит (в соответствии с традиционным решением), с фиксацией несоответствия отключенного положения выключателя и



предварительно сформированной команды оперативного включения выключателя.

АПВ действует с проверкой наличия заданных условий срабатывания (например, контроль отсутствия/наличия напряжений на линии/шинах РУ) и с заданной независимой выдержкой времени на включение выключателя, в каждом цикле АПВ.

**2.3 ANSI 25. Устройство контроля наличия/отсутствия напряжений шин и линии, имеет заданные минимальные и/или максимальные уставки контролируемых параметров, действует:**

– на деблокирование (разрешение) действия АПВ линии, при наличии заданных условий (например, контроль отсутствия/наличия напряжений на линии/шинах РУ).

**2.4 MV. Устройство измерения (расчет уставок в настоящих МУ не рассматривается) аналоговых величин токов, активной, реактивной и полной мощности, напряжений и частоты шин РУ и линии, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.**

**2.5 FL. Указатель (локатор) места повреждения линии (расчет уставок в настоящих МУ не рассматривается), определяет первичное сопротивление (Ом) и расстояние (км; %) до места КЗ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.**

**2.6 FR. Регистратор аварийных событий (расчет уставок в настоящих МУ не рассматривается), фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:**

- фазные токи;
- ток нулевой последовательности выключателя;
- фазные напряжения;
- напряжение нулевой последовательности.

**2.7 ER. Регистратор внутренних событий (расчет уставок в настоящих МУ не рассматривается) – для запоминания, отображения на**

дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

**2.8 Дистанционное управление, мониторинг и блокирование ошибочных операций коммутационными аппаратами ячейки отдельного выключателя линии.**

**2.9 Мониторинг и фиксация действия технологических защит отдельного выключателя линии.**

### **2.10 Переключение групп уставок устройств МП РЗА**

В устройствах МП РЗА существует возможность поочередного использования нескольких групп заданных уставок РЗА, а также переключения (выбора) указанных групп в автоматическом или ручном режиме (например, с помощью сигналов бинарных входов устройства, или по локальной сети системы управления объекта), в зависимости от режима работы защищаемого присоединения или электрических сетей. В том числе, ручное переключение групп уставок может быть использовано для ввода оперативного ускорения дистанционной и/или токовых защит линии.

К настоящему функциональному описанию прилагаются поясняющие схемы (Приложение А), иллюстрирующие рекомендуемые и возможные варианты распределения функций РЗА в соответствии с первичной схемой присоединения и размещением измерительных трансформаторов тока и напряжения. Указанные поясняющие схемы нуждаются в специальных комментариях (описании):

**1. Лист 1 (1.1 и 1.2) Приложения А. Поясняющие схемы распределения функций РЗА для линии с односторонним питанием 110 – 220 кВ, присоединенной к системам или секциям шин через один выключатель.**

**Для защиты линии напряжением 110 (220) кВ, присоединенной к шинам через один выключатель, применяются следующие основные/резервные функции защиты и автоматики, в том числе:**

– Дистанционная направленная защита, имеющая до 6-ти ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах.

– Токовая направленная/ненаправленная защита нулевой последовательности, имеющая до 4-х ступеней по току срабатывания при замыканиях на землю в защищаемых зонах.

– Аварийная максимальная токовая защита, ненаправленная (защита резервирующая отказы защит, автоматически блокируемых при неисправности цепей напряжения), имеющая до 4-х ступеней по току срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах.

– Направленная/ненаправленная максимальная токовая защита (резервный комплект защит), имеющая до 3-х ступеней по току срабатывания, действующих при однофазных и междуфазных КЗ в защищаемых зонах.

– Внутренняя функция резервирования отказа выключателя линии (реализуется в МП устройстве защиты/управления линии).

– Функция резервирования отказа отдельного выключателя линии в устройстве дифференциальной токовой защиты шин РУ (реализуется в устройстве ДЗШ, имеющей функцию УРОВ присоединений шин).

– Частотная защита (автоматическая частотная разгрузка и частотное АПВ, используется по выбору), имеющая до 4-х ступеней срабатывания по снижению частоты напряжения.

– Устройство автоматического повторного включения выключателя воздушной линии.

– Устройство контроля наличия/отсутствия напряжений шин и линии.

– Указатель (локатор) места повреждения линии.

**2. Лист 2 Приложения А. Поясняющие схемы распределения функций РЗА для линии с односторонним питанием 110 – 330 кВ, присоединенной к системам или секциям шин через два выключателя.**

**Для защиты линии напряжением 110 – 330 кВ, присоединенной к шинам через два выключателя, применяются основные/резервные функции защиты и автоматики в соответствии с указанными выше для линии 110 – 220 кВ, присоединенной к системам или секциям шин через один выключатель, с учетом следующих особенностей:**

– Внутренняя функция резервирования отказа выключателя линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.

– Устройство автоматического повторного включения выключателя воздушной линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.

– Устройство контроля наличия/отсутствия напряжений шин и линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.

**3. Лист 3 Приложения А. Поясняющие схемы распределения функций РЗА для линии с односторонним питанием 330 кВ, присоединенной по схеме «полоторная».**

**Для защиты линии напряжением 330 кВ, присоединенной по схеме «полоторная», применяются основные/резервные функции защиты и автоматики в соответствии с указанными выше для линии 110 – 220 кВ, присоединенной к системам или секциям шин через один выключатель, с учетом следующих особенностей:**

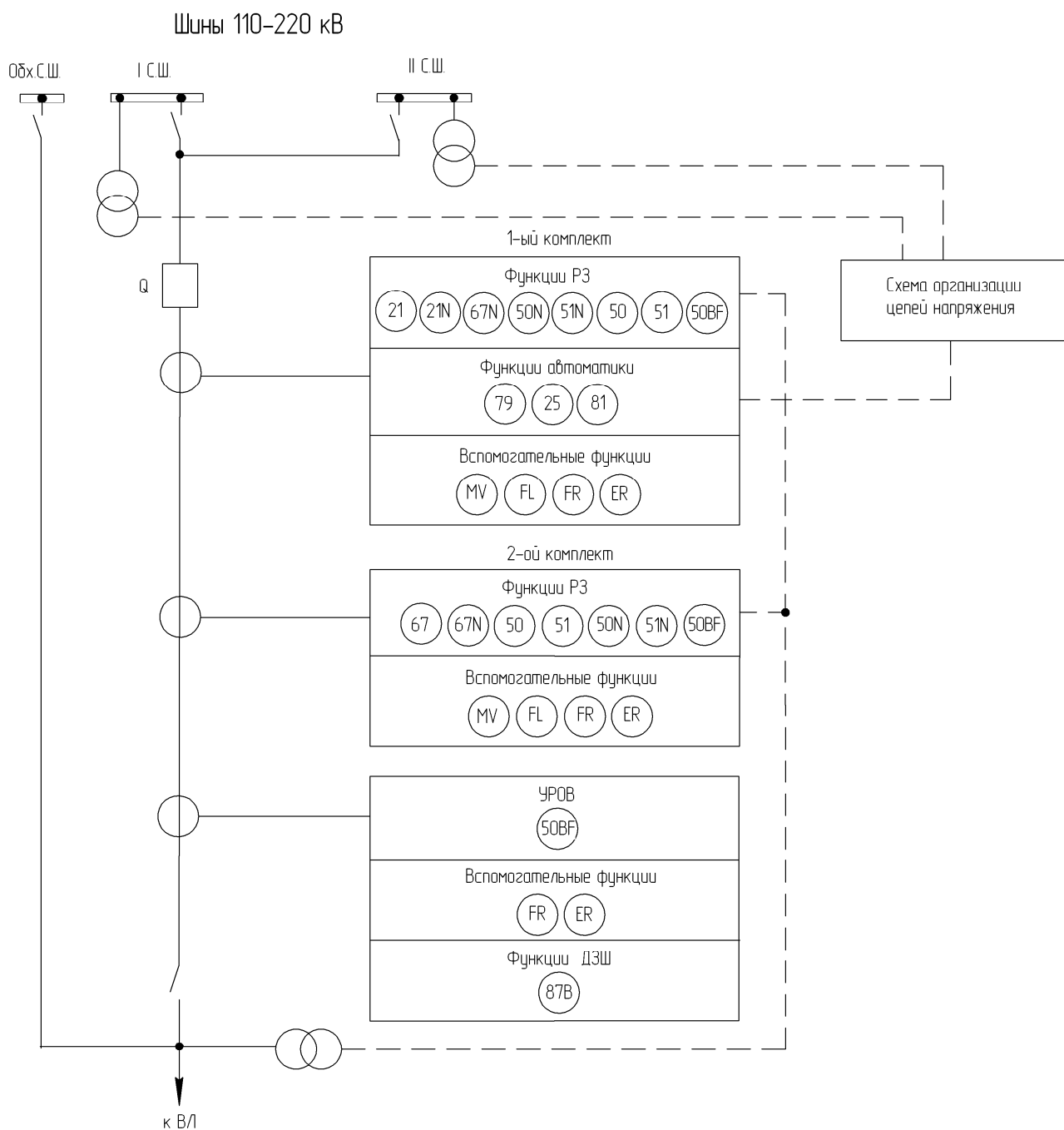
– Внутренняя функция резервирования отказа выключателя линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.

– Устройство автоматического повторного включения выключателя воздушной линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.

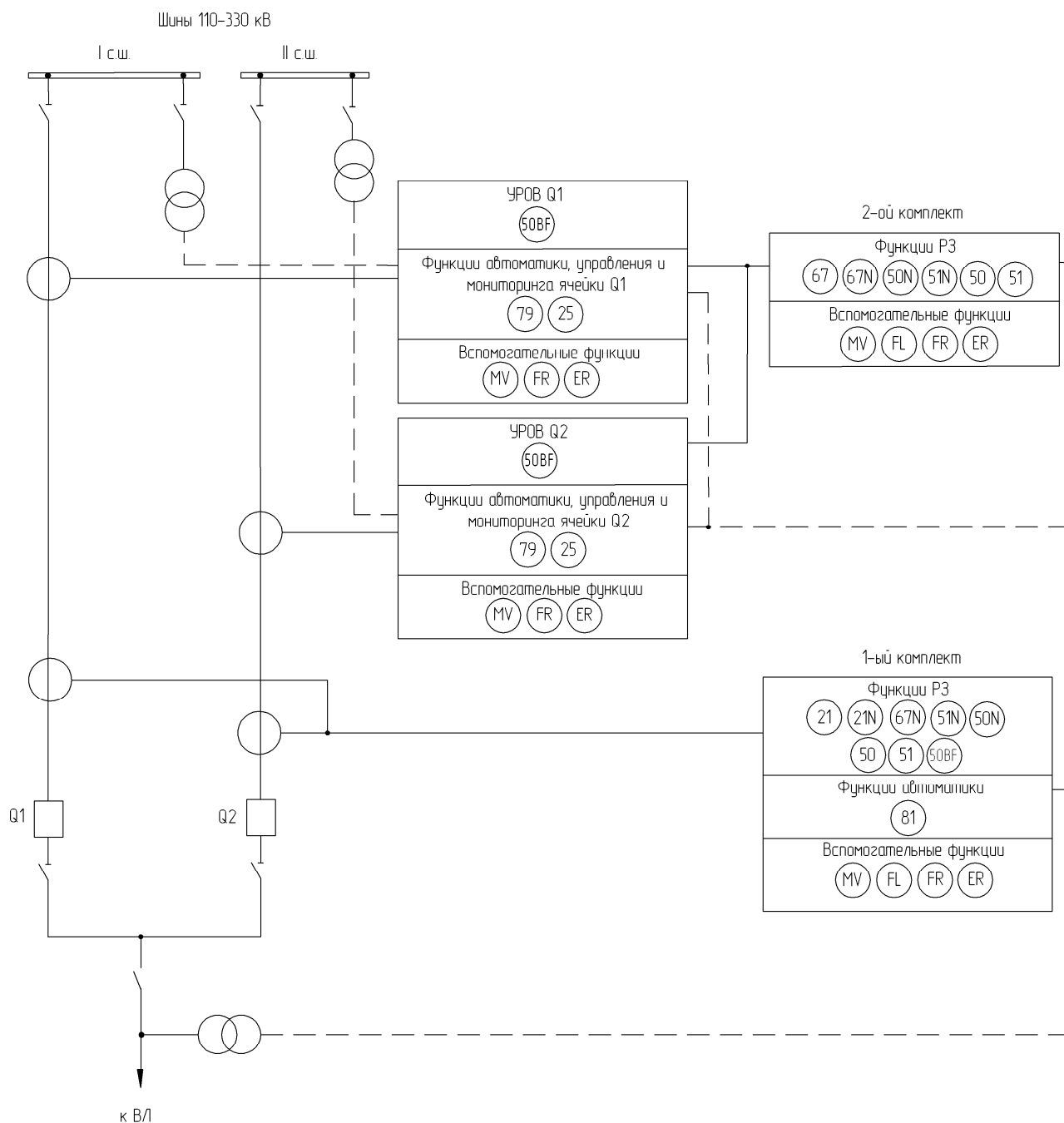
– Устройство контроля наличия/отсутствия напряжений шин и линии реализуется в МП устройстве управления каждого выключателя.



Линия с односторонним питанием в радиальной сети 110 – 220 кВ с установленным ТН линии для целей РЗ и КОН, присоединённая через один выключатель  
Поясняющая схема



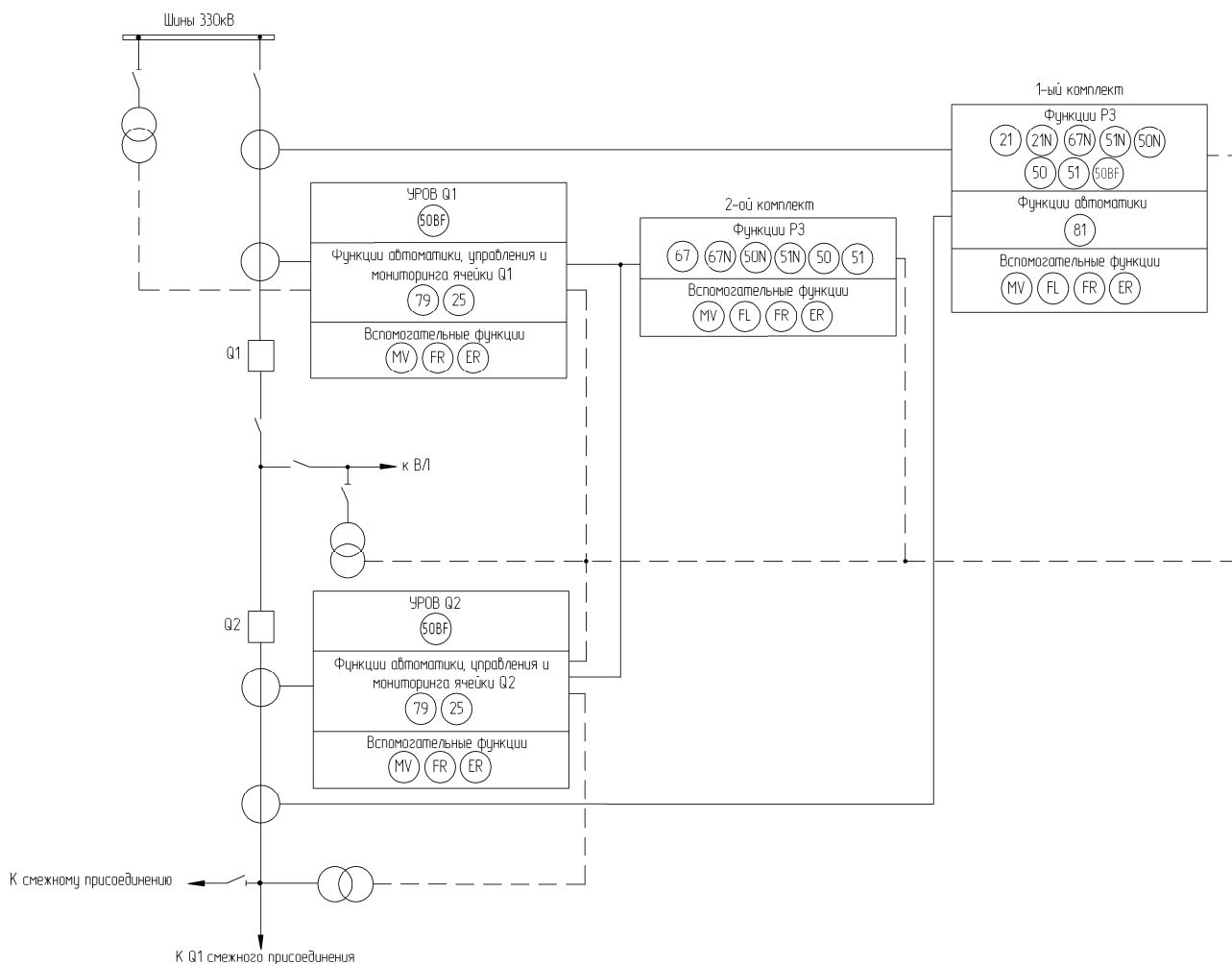
Линия с односторонним питанием 110 – 330 кВ,  
присоединённая через два выключателя  
Поясняющая схема





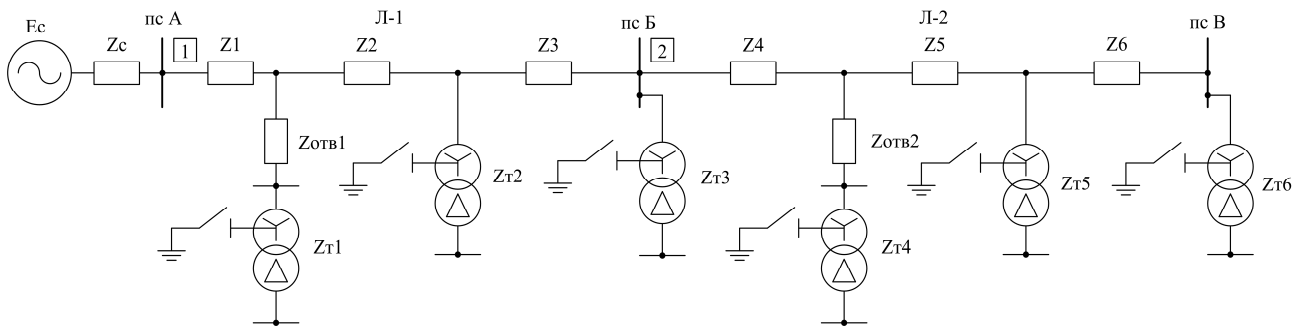
Линия с односторонним питанием, присоединённая по схеме «полоторная» 330 кВ

Поясняющая схема

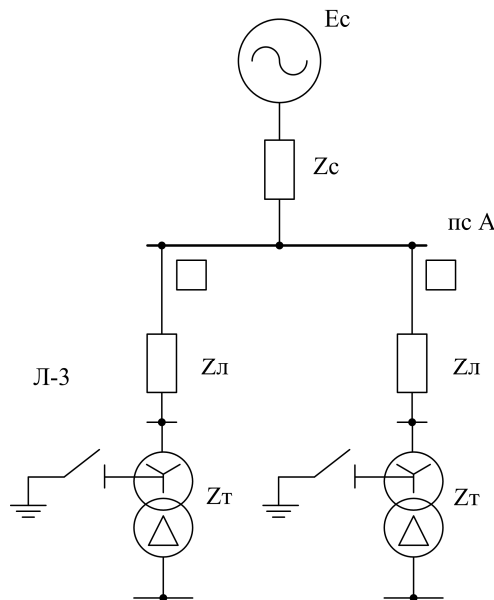


Методические указания по расчёту уставок срабатывания микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики линий с односторонним питанием 110 – 330 кВ

Пояснительная записка



а) пример одноцепных нетупиковой (Л-1) и тупиковой (Л-2) линий с односторонним питанием и ответвлениями



б) пример двухцепной (тупиковой) линии с односторонним питанием без ответвлений

Рисунок Б1 – Примеры радиальных линий с односторонним питанием

## **Б1. Выбор уставок срабатывания дистанционной защиты от всех видов коротких замыканий (ANSI 21, 21N) линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием**

### **Б1.1 Общие сведения о дистанционной защите**

Современные цифровые устройства дистанционной защиты имеют как правило, два типа характеристик срабатывания дистанционной защиты, используемые по выбору: круговую и полигональную.

В данной работе на примерах нескольких изготовителей цифровых защит рассматриваются функции дистанционной защиты, использующие полигональные характеристики ступеней с уставками по активному и реактивному ( $R$  и  $X$ ) сопротивлениям срабатывания для защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю, при максимальном количестве ступеней, как правило, 5 или 6 ( $Z1 \div Z6$ ).

**Примечание.** Преимущественный выбор полигональной характеристики срабатывания дистанционной защиты линии обусловлен ее некоторыми преимуществами (по сравнению с круговыми характеристиками):

- наиболее оптимальный охват вероятной зоны повреждений линий электропередачи (в первую очередь воздушных и смешанного типа), с учетом возможности возникновения дуги в месте КЗ и необходимости отстройки защиты от импеданса, измеряемого реле в максимальных нагрузочных режимах;

- большие возможности при обеспечении селективности (согласования) и чувствительности дистанционной защиты;

- большая гибкость в части задания параметров характеристики срабатывания ДЗ.

В основном, каждая из ступеней дистанционной защиты имеет следующие уставки:

- $X$  или  $Z$  – реактивное или полное сопротивление при междуфазных КЗ;

$X_E$  или  $K_0$  – реактивное сопротивление при однофазных КЗ или коэффициент компенсации, учитывающий соотношение сопротивлений прямой и нулевой последовательностей повреждений в защищаемой зоне;

$R$  – ограничения по активному сопротивлению при междуфазных КЗ;

$RE$  – ограничения по активному сопротивлению при однофазных КЗ;

$T$  – выдержки времени срабатывания зон.

Для одной из ступеней дистанционной защиты может выполняться автоматическое ускорение при ручном включении и АПВ.

В большинстве случаев применения функции ДЗ в устройствах защиты различных изготовителей, рассматриваемых в настоящих МУ, многоугольная (полигональная) характеристика зоны срабатывания ДЗ представляет собой параллелограмм, задаваемый отрезками по осям координат  $R$  и  $X$ , а также углом наклона правой и (или) левой границы характеристики, принимаемым, как правило, равным характеристическому углу защищаемой линии (или защищаемой зоны, включающей несколько участков линий), который определяется по выражению:

$$\varphi_{\text{л}} = \text{arctg} \frac{X_{\text{л}}}{R_{\text{л}}}, \quad (\text{B1.1})$$

где  $X_{\text{л}}$  – реактивное сопротивление защищаемой линии (или защищаемой зоны);

$R_{\text{л}}$  – активное сопротивление защищаемой линии (или защищаемой зоны).

В устройствах защит разных изготовителей, характеристический угол линии реализуется общим (единым) параметром для характеристик всех ступеней дистанционной защиты, либо имеется возможность его индивидуального задания, для каждой ступени ДЗ.

Указанное относится также к углу максимальной чувствительности (МЧ) (который обычно соответствует углу наклона характеристик) защиты (согласно ниже представленной таблице):

Таблица Б1 – Таблица диапазонов углов  $\varphi_L$  и  $\varphi_{MЧ}$

Устройство	Угол линии ( $\varphi_L$ )	Диапазон	Угол МЧ защиты ( $\varphi_{MЧ}$ )	Диапазон
MiCOM P43x «ALSTOMGrid»/ «AREVA»	Отдельный параметр для каждой ступени (общий для земляной и фазной)	$(40 \div 90)^\circ$	Задаваемый параметр отсутствует. Величина идентична Углу линии	-
MiCOM P441/2 «ALSTOMGrid»/ «AREVA»	Общий параметр для всех ступеней ДЗ	от минус $90^\circ$ до минус $90^\circ$	Задаваемый параметр отсутствует. Величина идентична Углу линии	-
MiCOM P443 («ALSTOMGrid»/ «AREVA»)	В режиме «Simple»-общий параметр для всех ступеней ДЗ (земляных и фазных) В режиме «Advanced» - отдельный параметр для каждой ступени ДЗ (земляной и фазной)	$(20 \div 90)^\circ$	Общий параметр для всех ступеней ДЗ (только для определения направления пуска)	$(0 \div 90)^\circ$
UR D30/D60 («GE Multilin»)	Задаваемый параметр отсутствует. Величина идентична углу МЧ	-	Отдельный параметр для каждой ступени (земляной и фазной)	$(30 \div 90)^\circ$
REL 670 («ABB»)	Задаваемый параметр отсутствует. Угол учитывается в реле согласно заданию параметров $R/X$ (для каждой земляной и фазной ступеней ДЗ).	-	Задаваемый параметр отсутствует. Величина идентична углу линии	-
ШЭ2607 (ООО НПП «ЭКРА»)	Задаваемый параметр отсутствует. Величина идентична углу МЧ	-	Отдельный параметр для каждой ступени.	$(45 \div 89)^\circ$ (от оси R)

В общем случае, параметры угла линии (Б1.1), который характеризует уставку комплексной величины сопротивления отдельной или всех зон срабатывания ДЗ, и угла МЧ защиты (либо угла наклона правой, или обеих

вертикальных границ полигональной характеристики срабатывания реле) рекомендуется устанавливать **равными величинами**.

Это решение значительно упрощает расчет уставок ступеней ДЗ по активному сопротивлению запаса, учитывающему переходное сопротивление дуги в месте КЗ защищаемой зоны и, в подавляющем большинстве случаев, оптимально обеспечивает требования чувствительности и селективности характеристик срабатывания дистанционной защиты.

В некоторых случаях, угол наклона вертикальных границ характеристики срабатывания ДЗ (или отдельной ступени ДЗ) может задаваться отличным от величины характеристического угла линии. При этом, как правило, необходима специальная расчетная проверка отстройки и чувствительности характеристик ДЗ по активному сопротивлению, которая в настоящих МУ не рассматривается.

При наличии технической возможности, угол линии должен определяться и задаваться для каждой ступени (зоны) дистанционной защиты индивидуально, в соответствии с расчетными параметрами по активному и реактивному сопротивлению электрооборудования входящего в данную зону.

В случае отсутствия указанной возможности (для устройств, использующих единую величину уставки по углу линии), следует определять обобщенное (среднее) значение угла линии для нескольких зон ДЗ. В качестве уставки обобщенного значения угла наклона для нескольких зон защиты, рекомендуется устанавливать значение, обеспечивающее минимально необходимый запас по чувствительности к переходному активному сопротивлению ( $R_{\text{ПЕР}}$ ) во всех защищаемых зонах, в любых точках в которых, возможно возникновение дуги КЗ.

Для одной или нескольких ступеней ДЗ отдельных цифровых реле может задаваться сектор нагрузки с параметрами  $R_{\text{НАГР}}$  и  $\varphi_{\text{НАГР}}$ , который позволяет вырезать из характеристики срабатывания область сопротивления нагрузки (согласно ниже представленным примерам характеристик).

Для некоторых устройств МП РЗА дополнительно устанавливаются т.н. **базовые (базисные) значения тока и напряжения**, необходимые для правильного расчета и задания параметров срабатывания функций защиты по току и/или напряжению, в т.ч.:

– **REL 670 («ABB»):**

Базовые величины тока и напряжения **I<sub>Base</sub>**, **U<sub>Base</sub>** должны быть заданы для каждой функции защиты, имеющей уставки по току/напряжению срабатывания, включая дистанционную защиту, например:

**ZMQPDIS\_21 (ZM01-):** I<sub>Base</sub>, U<sub>Base</sub>.

**ZDRDIR (ZD01-):** I<sub>Base</sub>, U<sub>Base</sub>.

**FDPSPDIS (PHS--):** I<sub>Base</sub>.

Базовый ток должен быть задан как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах (для линии, это номинальный первичный ток ТТ).

Базовое напряжение должно быть задано как номинальное линейное напряжение защищаемого объекта в первичных киловольтах.

– **D30/60 («GE Multilin»):**

Расчетные величины некоторых уставок элементов защиты по току и напряжению указаны в относительных единицах (о.е.):

Величина в относительных единицах = (фактическая величина)/(базовая величина).

Для элементов токовой защиты «базовой величиной» является номинальный вторичный или первичный ток трансформатора тока.

Для элементов защиты по напряжению «базовой величиной» является номинальное первичное напряжение защищенной системы, которое соответствует вторичному напряжению ТН, подаваемому на терминал защиты (согласно коэффициенту трансформации по напряжению и группе соединения трансформатора напряжения).

– **P43x, P44x («ALSTOM Grid»/«AREVA»):** все уставки по сопротивлению, току и напряжению срабатывания, как правило, задаются во вторичных величинах.

– **ШЭ2607 ООО НПП «ЭКРА»:** все уставки по сопротивлению, току и напряжению срабатывания, как правило, задаются во вторичных величинах.

## **Б1.2 Характеристики срабатывания дистанционной защиты различных производителей**

### **Б.1.2.1 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания функции дистанционной защиты устройств МП РЗА серии MiCOM P43x/44x («ALSTOM Grid»/ «AREVA»)**

Устройства дистанционной защиты серии **MiCOM P43x** имеют 6 зон по сопротивлению. Все уставки сопротивлений, измеряемых в Ом/фазу, вводятся в устройство защиты как вторичные величины.

При расчете полного сопротивления замыканий на землю для контуров «фаза-земля» учитывается коэффициент компенсации  $\underline{K}_0$ , определяющий величину измеряемого тока нулевой последовательности в расчете полного сопротивления поврежденной фазы при замыкании на землю. Коэффициент  $\underline{K}_0$  задается двумя параметрами (величина и угол) и учитывает отношение сопротивления земли  $\underline{Z}_{\text{ЗЕМЛ}}$  к сопротивлению поврежденной фазы  $\underline{Z}_{\text{Ф}}$  в схеме замещения КЗ. В защите предусмотрено выполнение 6 зон сопротивления и 8 блоков времени для выдержек времени этих ступеней.

Величина сопротивления каждой зоны дистанционной защиты может быть установлена независимо от ее направленности, которая для каждой из зон 1-6 может быть задана в линию или к шинам, либо зона вообще может быть выполнена ненаправленной. Ступень с выдержкой времени  $t_7$ , измеряющая не сопротивление, а ток, может также быть направленной в линию, к шинам или быть ненаправленной. Т.е. она может быть использована как направленная (или ненаправленная) резервная защита с максимальным временем срабатывания. Зона с выдержкой времени  $t_8$  не имеет органа



сопротивления и блока направления, и действует поэтому как ненаправленная резервная защита с выдержкой времени.

Из выбранных для каждой петли измерения величин  $U_{\text{изм}}$  и  $I_{\text{изм}}$  определяется величина полного сопротивления в месте повреждения  $Z_{\text{кз}}$ . Умножением этой величины на косинус и на синус угла  $\varphi_Z$ , выбранного для расчета сопротивления, вычисляются активное сопротивление  $R_{\text{кз}}$  и реактивное сопротивление в месте повреждения  $X_{\text{кз}}$ , соответственно.

Расчетные величины  $R_{\text{кз}}$  и  $X_{\text{кз}}$  сравниваются с опорными величинами  $R_{\text{оп}}$  или  $X_{\text{оп}}$  шести зон полного сопротивления. Опорные величины вычисляются по уставкам для определения зоны (зон) полного сопротивления. Если обе величины находятся в пределах выставленной зоны полного сопротивления, то принимается решение, что повреждение находится в соответствующей зоне.

Следующие уставки определяют опорные величины для вычисления зон полного сопротивления:

- реактивное сопротивление  $X$ ;
- активное сопротивление  $R$ , для петель «фаза-земля» и «фаза-фаза» независимо друг от друга;
- угол  $\alpha$  (Альфа);
- угол  $\sigma$  (Сигма).

Характеристика срабатывания показана на рисунке Б1 (диаграмма  $R - X$ ).

Активные сопротивления  $R$  для петель «фаза-земля» и «фаза-фаза» можно выставлять для каждой зоны независимо друг от друга. Таким образом, различные полные сопротивления сравниваются с различными характеристиками полного сопротивления.

Для 1-й зоны дополнительно к описанным выше уставкам, имеется возможность выставления независимых друг от друга уставок коэффициента

удлинения  $K_{удл}$  при кратковременном и длительном отключении для замера сопротивления «фаза-земля» (ф-з) и «фаза-фаза» (ф-ф).

За счет этих уставок происходит соответствующее расширение полного сопротивления 1-й зоны в направлениях  $R$  и  $X$ .

Реле серии **MiCOM P44x** имеют 5 зон защиты от междуфазных КЗ и 5 зон защиты от замыканий на землю, приведенных на рисунке Б2. Все ступени защиты от междуфазных замыканий четырехугольные и направленные:

Зоны 1,2 и 3 – зоны прямого направления. Зона 1 при необходимости может быть расширена до зоны 1X.

Зона P – программируемая. Выбирается как зона прямого или обратного направления.

Зона 4 – зона обратного направления. Зона 3 и зона 4 могут использоваться совместно и представлять собой одну зону со смещением.

Зона 3 может иметь регулируемое смещение в 3 квадрант.

Все характеристики защиты от замыканий на землю четырехугольные и направлены, как и междуфазные.

Ступени защиты от замыканий на землю используют остаточную компенсацию, с отдельными коэффициентами остаточной компенсации ( $\underline{K}_0$ ) для зон:

- KZ1 – для зон 1 и 1X;
- KZ2 – для зоны 2;
- KZ 3/4 – общий для зон 3 и 4;
- KZp – для зоны P.

Все полные сопротивления для защиты от междуфазных КЗ рассчитываются в полярной форме:  $Z, \varphi$ , где  $Z$  – величина в Ом, и  $\varphi$  – уставка по углу линии в градусах, общая для всех зон.

Линия нулевых моментов проходит под углом  $90^\circ$  к  $\varphi_{мч}$ , верхняя граница характеристик зон имеет возможность наклона (целиком).

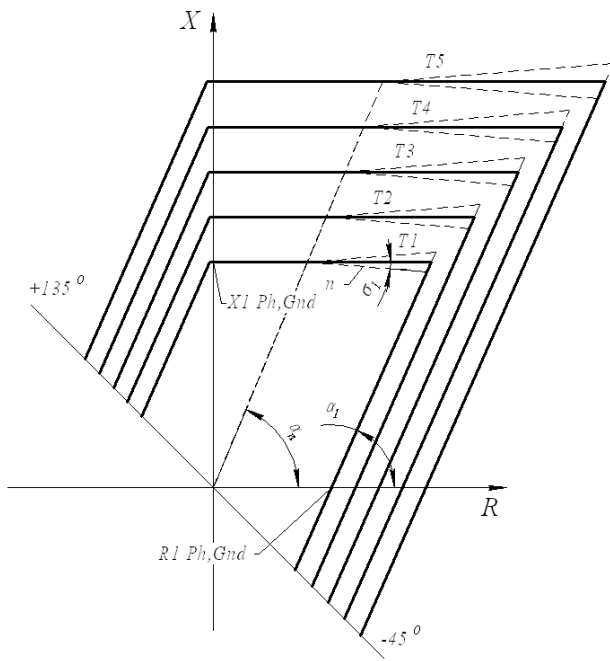
Реле серии **MiCOM P443** имеет функцию отстройки от нагрузочных режимов (вырез сектора нагрузки).

Характеристики дистанционных органов от междуфазных КЗ и замыканий на землю имеют возможность отстройки от тяжелых нагрузочных режимов линии, с блокировкой дистанционных органов при нахождении импеданса в области нагрузочных режимов. Реле реагирует на импеданс короткого замыкания находящийся вне области нагрузочных режимов. Характеристика области ограничивающей нагрузочные режимы показана на рисунке Б3 (ниже), где:

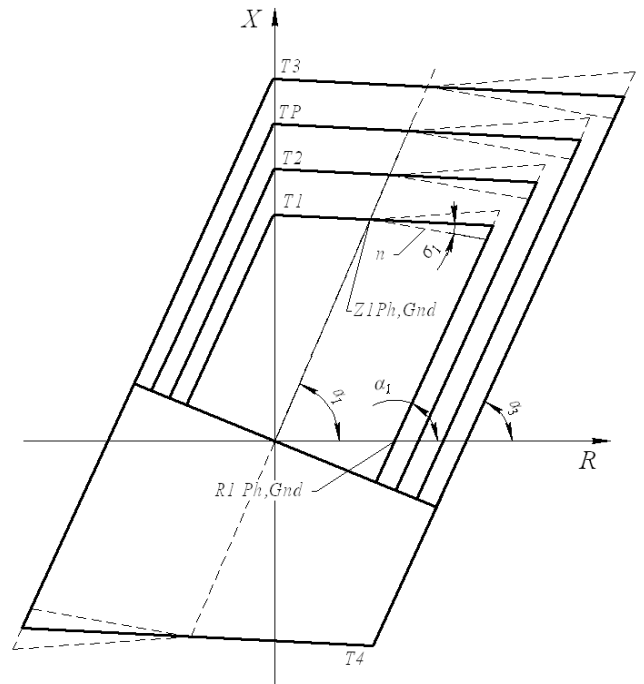
- $Z$  означает уставку Load/B Impedance (определение радиуса окружности минимального импеданса);

- $\beta$  означает уставку Load/B Angle (определение угла наклона луча линии ограничения зоны нагрузочных режимов).

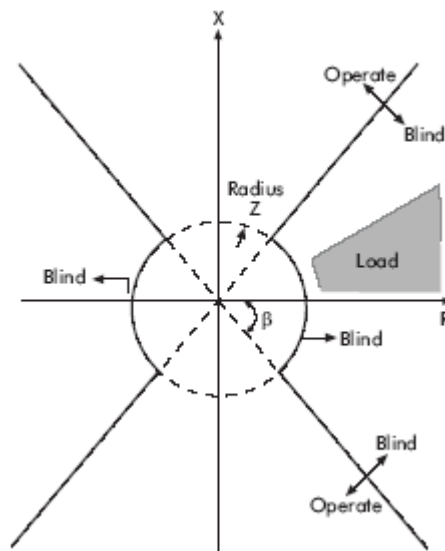
В реле P443 предусмотрена отмена зоны ограничения нагрузочных режимов при глубоком снижении напряжения фазы ниже уставки минимального напряжения  $U_{<}$ , которое не может быть вызвано колебаниями напряжения в нагрузочном режиме (т.е. при отсутствии повреждения в системе). При указанном снижении напряжения предполагается безусловное наличие КЗ, т.о. действие зоны отстройки от нагрузочных режимов отменяется, и характеристика дистанционных органов не имеет вырезов (зоны нагрузочных режимов). Это позволяет повысить охват повреждений в начале линии с большим переходным (активным) сопротивлением.



**Рисунок Б1** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ устройств защиты **MiCOM P43x**



**Рисунок Б2** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ устройств защиты **MiCOM P44x**



**Рисунок Б3** – Области ограничения нагрузочных режимов устройства защиты **MiCOM P443**

### **Б1.2.2 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания функции дистанционной защиты устройств GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC).**

Для настройки защиты используются следующие основные параметры.

ДЗ от междуфазных КЗ:

- ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ: Все зоны защиты являются двунаправленными. Прямое направление определяется настройкой ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ, а обратное направление определяется смещением на  $180^\circ$  от этого угла.

Ненаправленная зона защиты расположена между полным сопротивлением прямого направления (выставляется настройками ФАЗН ДЗ Z1 УСТ СОПР и ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ) и полным сопротивлением обратного направления (выставляется настройками ФАЗН ДЗ Z1 НАЗАД УСТ СОПР и ФАЗН ДЗ Z1 НАЗАД УГОЛ МЧ).

- ФАЗН ДЗ Z1 УСТ СОПР: Эта уставка определяет зону охвата для случаев применения вперед и назад. Для ненаправленного применения эта уставка определяет величину прямо направленной зоны. Величина полного сопротивления обратного направленной зоны в случае применения ненаправленной защиты задается отдельно. Величина полного сопротивления задается во вторичных Ом.

- ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ: Эта уставка определяет характеристический угол фазной дистанционной характеристики для прямой и обратной направленности. В случае направленного применения эта уставка определяет угол полного сопротивления в прямом направлении. Характеристический угол в обратном направлении для случаев применения ненаправленной защиты устанавливается отдельно. Данная уставка определяет угол величины полного сопротивления. Эта уставка не зависит от уставки угла максимальной чувствительности ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ УГОЛ МЧ, который является дополнительной функцией контроля направленности.

- ФАЗН ДЗ Z1 НАЗАД УСТ СОПР: Данная уставка определяет величину сопротивления в обратном направлении, если характеристика настроена как ненаправленная (настройка ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ). Значение требуется выставлять во вторичных Ом. Эта уставка не применима, если направление зоны выставлено как «Прямое» или «Обратное».

- ФАЗН ДЗ Z1 НАЗАД УГОЛ МЧ: Данная уставка определяет угол полного сопротивления в обратном направлении, если характеристика настроена как ненаправленная (настройка ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ). Эта уставка не применима, если направление зоны выставлено как «Прямое» или «Обратное».

- ФАЗН ДЗ Z1 ПРЕДЕЛ СРАВН: Эта уставка определяет форму рабочих характеристик. В частности, она задает четырехугольную характеристику, у которой контур реактивного сопротивления напоминает форму шатра. При использовании четырехугольной характеристики эта уставка улучшает отстройку от КЗ, близких к границе зоны охвата, посредством настройки характеристики реактивного сопротивления до шатрообразной характеристики. Для круговой характеристики данная уставка позволяет задать линзовидную форму характеристики срабатывания.

- ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ УГОЛ МЧ: Эта уставка определяет характеристический угол (или угол максимальной чувствительности) для функции контроля направленности. Данная уставка совместно с уставкой НАПРАВЛ ПРЕДЕЛ СРАВН определяет наклон и форму нижней границы для четырехугольной характеристики срабатывания и позволяет ограничить круговую характеристику срабатывания в нижней части. Функция направленности использует для поляризации напряжение из контура памяти. Эта уставка обычно аналогична уставке характеристического угла ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ.

- ФАЗН ДЗ Z1 НАПРАВЛ ПРЕДЕЛ СРАВН: Этой уставкой выбирают предельный угол сравнения для функции контроля направленности. Данная

уставка совместно с уставкой НАПРАВЛ УГОЛ МЧ определяет форму нижней границы для четырехугольной характеристики срабатывания и позволяет ограничить круговую характеристику срабатывания в нижней части.

- ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРАВ СТОР: Эта уставка определяет координату пересечения правой стороны четырехугольной характеристики (или её мнимого продолжения) с осью активного сопротивления на плоскости полного сопротивления. Угол наклона настраивается уставкой ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРВ СТОР УГЛ МЧ. Эта уставка применяется только к четырехугольной характеристике, и следует учитывать максимальный ток нагрузки и требуемую границу активного сопротивления.

- ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРВ СТОР УГЛ МЧ: Эта уставка определяет угол наклона правой стороны четырехугольной характеристики.

- ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР: Эта уставка определяет координату пересечения левой стороны (или её мнимого продолжения) четырехугольной характеристики с осью активного сопротивления на плоскости полного сопротивления. Угол наклона настраивается уставкой ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР УГЛ МЧ. Эта уставка применяется только к четырехугольной характеристике, и следует учитывать максимальный ток нагрузки.

- ФАЗН ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР УГЛ МЧ: Эта уставка определяет угол наклона левой стороны четырехугольной характеристики.

- ФАЗН ДЗ Z1 КОНТР: Элементы фазной дистанционной защиты контролируются по величине межфазного тока (тока в петле КЗ, значение которого используется для вычисления сопротивления). Если минимальный уровень тока КЗ достаточный, то уставку пуска контроля по току следует выставить выше максимального тока нагрузки, что предотвращает ложное срабатывание при неисправностях в цепях напряжения. Это требование трудно соблюдать при удаленных КЗ на границе зоны со 2-й по 5-ю. В этом случае уставку пуска контроля по току можно выставить ниже максимального

тока нагрузки, а для предотвращения ложного срабатывания необходимо использовать функцию блокировки при неисправностях цепей напряжения. Зона 1 имеет подхват по току.

- ФАЗН ДЗ Z1 ВЫДРЖ ВР: Эта уставка позволяет пользователю ввести выдержку времени срабатывания элементов дистанционной защиты и применять ступенчатую дистанционную защиту. Таймеры элементов дистанционной защиты для зон со 2-й по 5-ю применяют кратковременную выдержку времени возврата для того, чтобы отстроиться от КЗ вблизи границы зоны, в случае если мелкие колебания напряжений или токов могли бы случайно сбросить таймер.

- ФАЗН ДЗ Z1 БЛОКИР: Эта настройка позволяет пользователю выбрать логику блокировки данного элемента дистанционной защиты. Одним из вариантов этой настройки является функция выявления неисправностей в цепях напряжения.

ДЗ от КЗ на землю:

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ: Все зоны защиты являются двунаправленными. Прямое направление определяется уставкой ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ, а обратное направление определяется смещением на  $180^\circ$  от этого угла. Ненаправленная зона защиты расположена между полным сопротивлением прямого направления (выставляется уставками ЗЕМЛ ДЗ Z1 УСТ СОПР и ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ) и полным сопротивлением обратного направления (выставляется уставками ЗЕМЛ ДЗ Z1 ОБРАТН УСТ СОПР и ЗЕМЛ ДЗ Z1 ОБРАТН УГОЛ МЧ).

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧ: Эта уставка определяет соотношение величин полных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей, требуемое для компенсации нулевой последовательности в элементах земляной дистанционной защиты. Эта уставка предусмотрена для каждой зоны, обеспечивая точную настройку для линий с отпайками, неоднородных линий и линий с продольной компенсацией.



- ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ: Эта уставка определяет разность углов полных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей, требуемую для компенсации нулевой последовательности в элементах земляной дистанционной защиты. Введенное значение является разницей между углом полного сопротивления нулевой последовательности и углом полного сопротивления прямой последовательности. Эта уставка предусмотрена для каждой зоны, обеспечивая точную настройку для линий с отпайками, неоднородных линий и линий с продольной компенсацией.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0M/Z1 ВЕЛИЧ: Элементы земляной дистанционной защиты можно запрограммировать на применение компенсации взаимоиנדукции нулевой последовательности между параллельными линиями. Если требуется эта компенсация, ток нейтрали из параллельной линии ( $3I_0$ ), измеренный в направлении компенсируемой зоны, требуется подать на вход тока нейтрали Интр (IG) одного из модулей АЦП и задать данный вход в качестве ТТ Нейтрали (ТТНП) для источника, используемого функцией дистанционной защиты. Эта уставка определяет отношение между величинами сопротивления нулевой последовательности взаимоиנדуктивности и полным сопротивлением прямой последовательности защищаемой линии. Эту уставку обязательно выставляют на «0», если не требуется применять компенсацию.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0M/Z1 УГОЛ: Эта уставка определяет разность углов между сопротивлением нулевой последовательности взаимоиנדукции и полным сопротивлением прямой последовательности защищаемой линии.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 УСТ СОПР: Эта уставка определяет зону охвата для случаев двунаправленного применения защиты. Для ненаправленной защиты эта уставка определяет величину прямо направленной зоны. Величина полного сопротивления обратно направленной зоны в случае применения ненаправленной защиты задается отдельно.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ: Эта уставка определяет характеристический угол земляной дистанционной характеристики для прямой и обратной направленности. В случае ненаправленного применения эта уставка определяет угол полного сопротивления в прямом направлении. Характеристический угол в обратном направлении для случаев применения ненаправленной защиты устанавливается отдельно. Эта уставка не зависит от угла максимальной чувствительности ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ УГОЛ МЧ, который является дополнительной функцией контроля направленности.

В терминал встроена функция компенсации нулевой последовательности для защищаемой цепи на основе значений, введенных при помощи уставок ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧ и ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ, а также, если она настроена, компенсация нулевой последовательности взаимоиנדукции на основе значений, вводимых при помощи уставок ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0M/Z1 ВЕЛИЧ и ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0M/Z1 УГОЛ. Следовательно, уставки ЗЕМЛ ДЗ Z1 УСТ СОПР и ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ следует вводить относительно величин прямой последовательности.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ОБРАТН УСТ СОПР: Если характеристика настроена как ненаправленная (при помощи настройки ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ), то данная уставка определяет величину сопротивления в обратном направлении. Значение требуется выставлять во вторичных Ом. Эта уставка не применима, если направление зоны выставлено как прямое или обратное.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ОБРАТН УГОЛ МЧ: Данная уставка определяет угол полного сопротивления в обратном направлении, если характеристика настроена как ненаправленная (уставка ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ). Эта уставка не применима, если направление зоны выставлено как прямое или обратное.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ПОЛЯРИЗ ТОК: Данная уставка управляет током поляризации, используемым компаратором реактивного сопротивления четырехугольной характеристики. В качестве тока поляризации можно использовать ток нулевой или обратной последовательности. Эта уставка

более эффективна при использовании на низком напряжении, например распределительные линии или кабели. Если зона выставлена как ненаправленная, то эта уставка применяется для характеристики срабатывания как в прямом, так и в обратном направлении.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ НЕОДНОРОДН: Данная уставка корректирует угол тока поляризации компаратора реактивного сопротивления для неоднородных схем нулевой и обратной последовательностей, при выборе четырехугольной характеристики. Если зона выставлена как ненаправленная, то эта уставка применяется для характеристики срабатывания как в прямом, так и в обратном направлении.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ПРЕДЕЛ СРАВН: Эта уставка определяет форму рабочих характеристик. В частности, она задает четырехугольную характеристику, у которой контур реактивного сопротивления напоминает форму шатра. При выборе четырехугольной характеристики, эта уставка улучшает отстройку от КЗ, близких к границе зоны охвата, посредством настройки характеристики реактивного сопротивления до шатрообразной характеристики. Для круговой характеристики данная уставка позволяет задать линзовидную форму характеристики срабатывания.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ УГОЛ МЧ: Эта уставка определяет характеристический угол (или угол максимальной чувствительности) для функции контроля направленности. При выборе четырехугольной характеристики, эта уставка характеризует только функцию направленности, встроенную в элемент земляной дистанционной защиты. Данная уставка совместно с уставкой НАПРАВЛ ПРЕДЕЛ СРАВН определяет наклон и форму нижней границы для четырехугольной характеристики срабатывания и позволяет ограничить круговую характеристику срабатывания в нижней части. Функция направленности использует для поляризации напряжение из контура памяти.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 НАПРАВЛ ПРЕДЕЛ СРАВН: Этой уставкой выбирают предельный угол сравнения для функции контроля направленности. Данная уставка совместно с уставкой НАПРАВЛ УГОЛ МЧ определяет форму нижней границы для четырехугольной характеристики срабатывания и позволяет ограничить круговую характеристику срабатывания в нижней части.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРАВ СТОР: Эта уставка определяет координату пересечения правой стороны четырехугольной характеристики (или её мнимого продолжения) с осью активного сопротивления на плоскости полного сопротивления. Угол наклона настраивается уставкой ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРВ СТОР УГЛ МЧ. Эта уставка применяется только к четырехугольной характеристике, и следует учитывать максимальный ток нагрузки и требуемую границу активного сопротивления.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ПРВ СТОР УГЛ МЧ: Эта уставка определяет угол наклона правой стороны четырехугольной характеристики.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР: Эта уставка определяет координату пересечения левой стороны (или её мнимого продолжения) четырехугольной характеристики с осью активного сопротивления на плоскости полного сопротивления. Угол наклона настраивается уставкой ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР УГЛ МЧ. Эта уставка применяется только к четырехугольной характеристике, и следует учитывать максимальный ток нагрузки.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ЧЕТЫРЕХУГ ЛЕВ СТОР УГЛ МЧ: Эта уставка определяет угол наклона левой стороны четырехугольной характеристики.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 КОНТР: Элементы земляной дистанционной защиты контролируются по величине утроенного тока нулевой последовательности ( $3I_0$ ). Значение пуска контроля тока следует выставить ниже минимального тока КЗ в конце защищаемой зоны и выше максимального значения тока небаланса при условии максимальной нагрузки для предотвращения ложного срабатывания при неисправностях в цепях напряжения. Для отстройки от

токов небаланса при переходных процессах и междуфазных КЗ применяется торможение по току прямой последовательности в соответствии с формулой:  $3I_0 - 0,05I_1$ . Зона 1 имеет подхват по току.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 ВЫДРЖ ВР: Эта уставка позволяет пользователю ввести выдержку времени срабатывания элементов дистанционной защиты и применять ступенчатую дистанционную защиту. Таймеры элементов зон со 2-ой по 5-ую дистанционной защиты применяют кратковременную выдержку времени возврата для того, чтобы отстроиться от КЗ вблизи границы зоны, в случае если мелкие колебания напряжений и/или токов могли бы случайно сбросить таймер.

- ЗЕМЛ ДЗ Z1 БЛОКИР: Эта настройка позволяет пользователю выбрать логику блокировки данного элемента дистанционной защиты. Одним из вариантов этой настройки является функция обнаружения неисправностей в цепях напряжения.

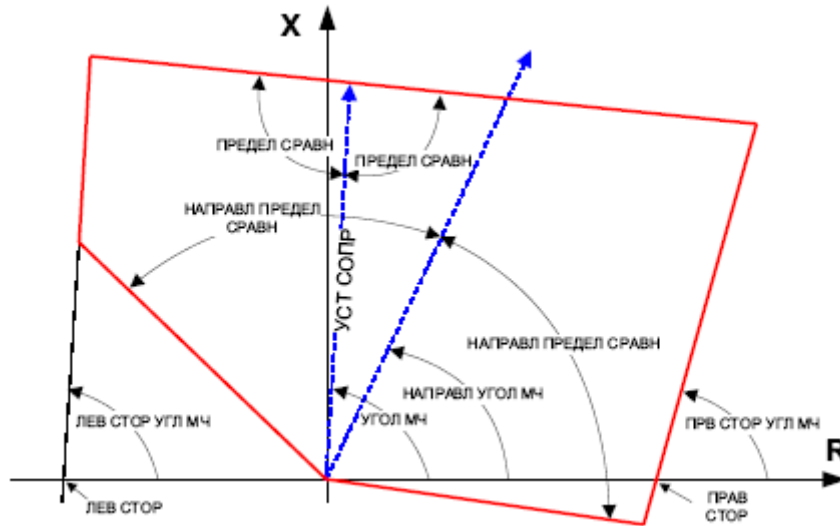
Отстройка от нагрузки:

Функция отстройки действия защиты от нагрузки реагирует на напряжение и ток прямой последовательности и использует характеристику, представленную на рисунке Б7. Функция использует следующие уставки:

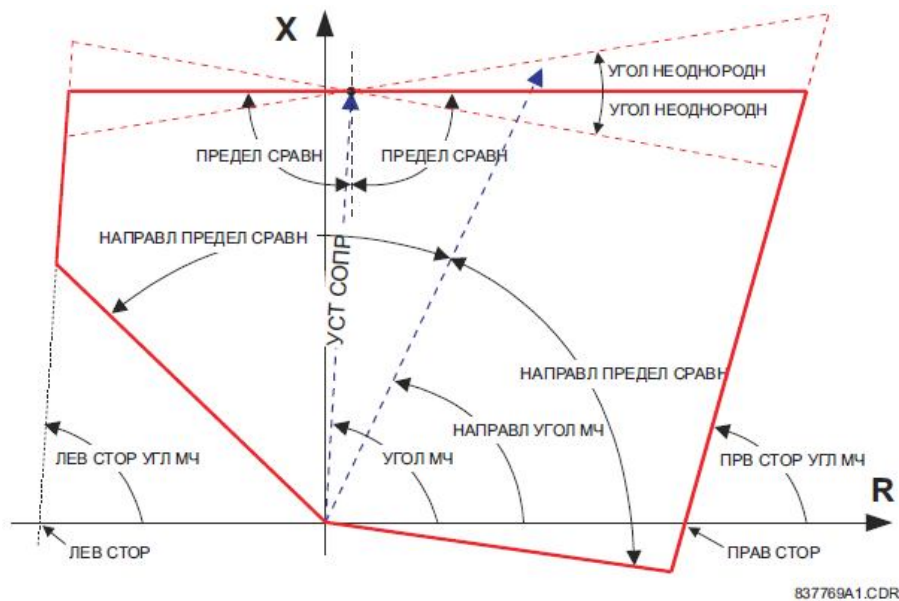
- ОТСТРОЙКА ОТ НАГРЗ МИН НАПРЖ: Эта уставка определяет минимальное напряжение прямой последовательности, необходимое для работы функции. При напряжении ниже пороговой уставки сигнал блокировки дистанционных органов ДЗ от функции не выдается. Уставка задается в относительных единицах .

- ОТСТРОЙКА ОТ НАГРЗ УСТ СОПР: Эта уставка определяет активное сопротивление функции, показанное на характеристике отстройки от нагрузки. Эту уставку следует вычислять во вторичных Ом, как активное сопротивление прямой последовательности в условиях максимальной нагрузки и коэффициенте мощности линии, равном единице.

- **ОТСТР ОТ НАГРУЗКИ УГОЛ:** Эта уставка определяет размер зоны блокировки, как показано на характеристике отстройки от нагрузки и применяется к полному сопротивлению прямой последовательности.



а) характеристика ДЗ от междуфазных КЗ



б) характеристика ДЗ от КЗ на землю

**Рисунок Б4 – Направленная четырехугольная характеристика фазной ДЗ устройств защиты GE MULTILIN D30/D60**

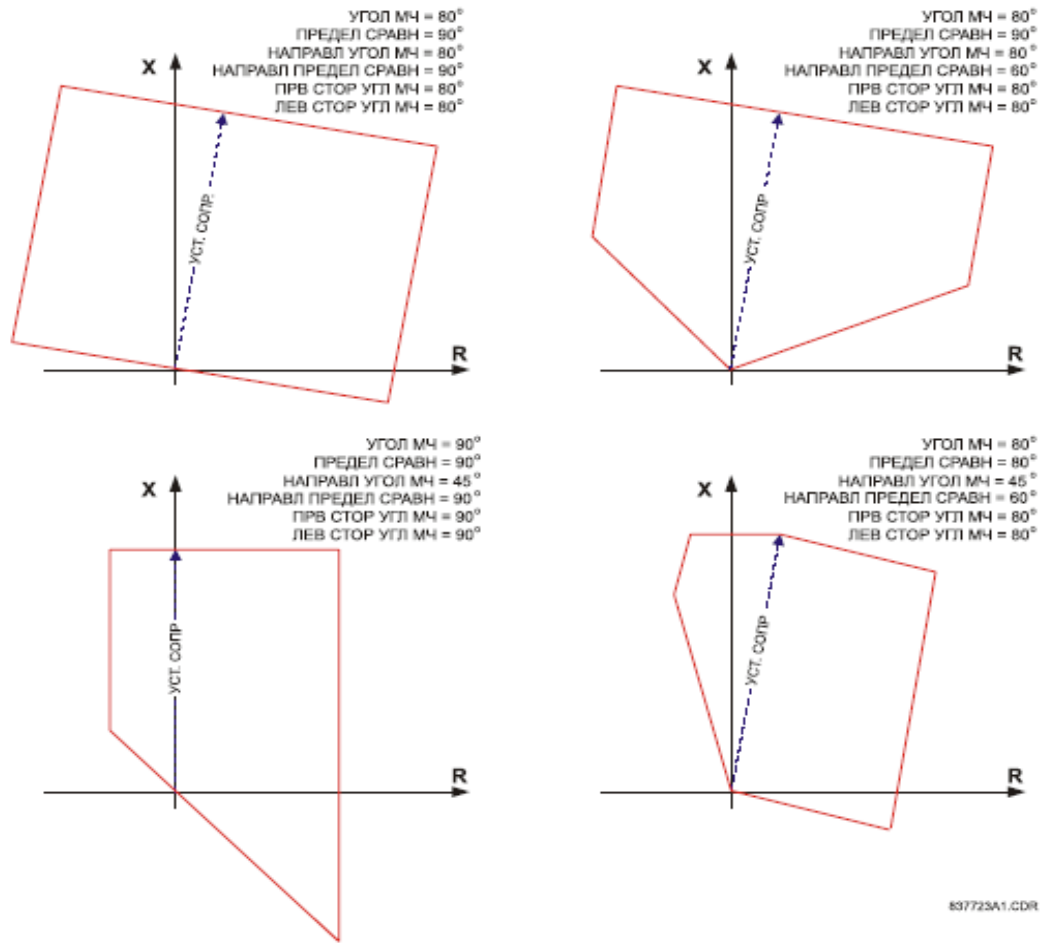


Рисунок Б5 – Примеры форм четырехугольной характеристики ДЗ устройств защиты GE Multilin D30/D60

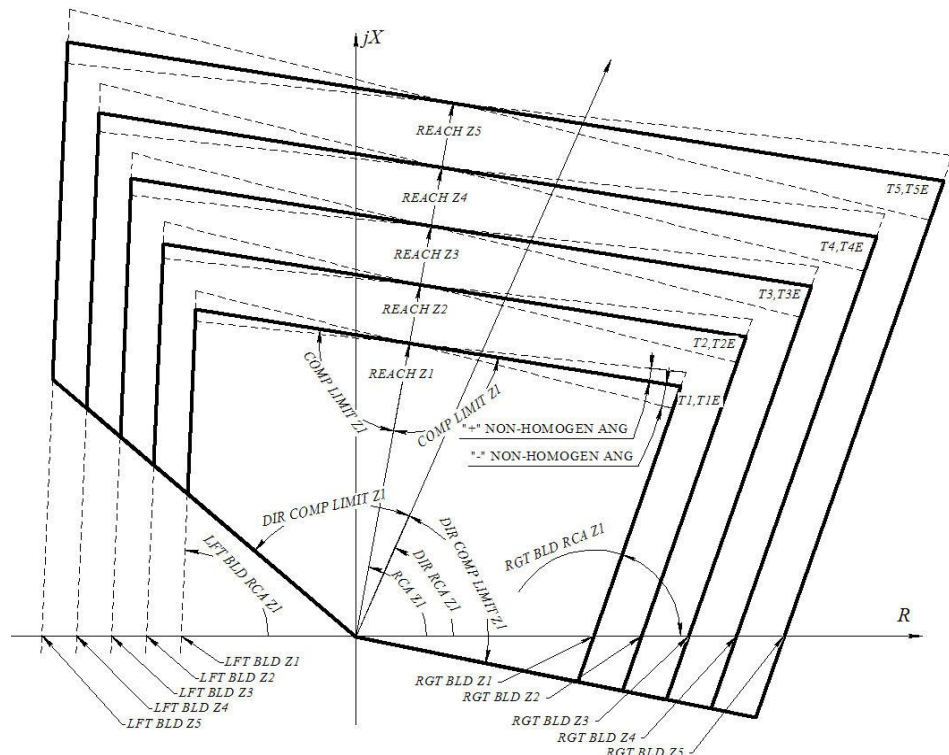


Рисунок Б6 – Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ устройств GE Multilin D30/D60

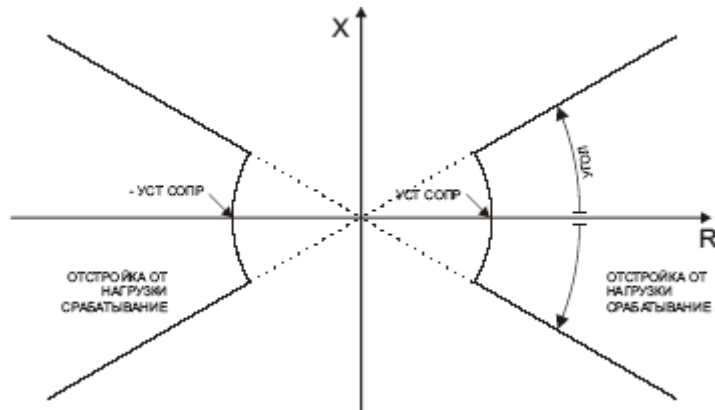


Рисунок Б7 – Характеристика отстройки от нагрузки ДЗ устройств GE Multilin D30/D60

### Б.1.2.3 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания функции дистанционной защиты устройств «ABB» REL670.

Дистанционная защита линии включает пять зон с тремя контурами измерения для защиты от междуфазных замыканий и тремя контурами измерения для защиты от замыканий на землю для каждой зоны. Независимые уставки по реактивному и активному сопротивлению для каждой зоны обеспечивают гибкость использования на воздушных и кабельных линиях электропередачи различных типов и разной протяженности.

Функция снабжена встроенным алгоритмом отстройки от влияния (вторжения) нагрузки, который увеличивает возможность обнаружения коротких замыканий через большое переходное сопротивление на сильно нагруженных линиях (с двусторонним питанием). Встроенный адаптивный алгоритм компенсации нагрузки препятствует расширению зоны охвата при однофазных замыканиях на землю на сильно загруженных линиях электропередачи.

Зоны дистанционной защиты могут функционировать независимо друг от друга в направленном (прямом или обратном направлении) или ненаправленном режиме. Это позволяет использовать их, совместно с различными схемами связи, для защиты воздушных и кабельных линий электропередачи в сетях сложной конфигурации.



Перечень параметров (уставок) которые необходимо определить для каждой ступени.

– уставка реактивного сопротивления прямой последовательности  $(X1y) - X1$ ;

– уставка активного сопротивления прямой последовательности  $(R1y) - R1$ ;

– уставка переходного активного сопротивления при междуфазном КЗ  $(Ry) - RF$ ;

– уставка реактивного сопротивления нулевой последовательности  $(X0y) - X0$ ;

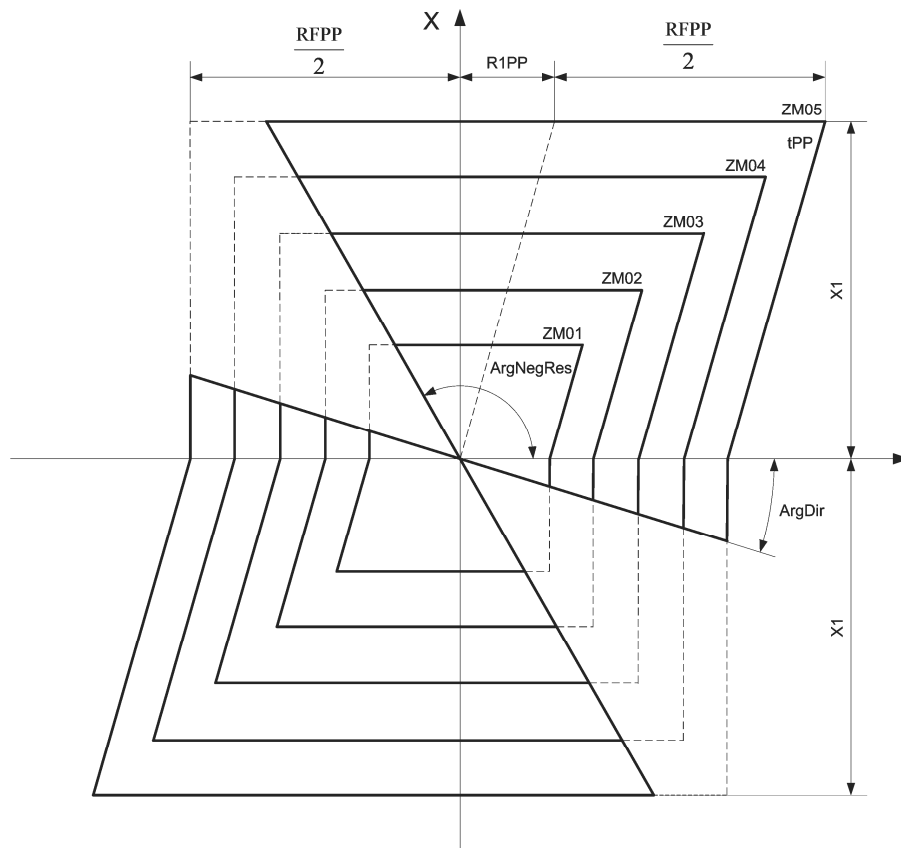
– уставка активного сопротивления нулевой последовательности  $(R0y) - R0$ ;

– уставка переходного активного сопротивления при однофазном КЗ  $(Ry0) - RFN$ ;

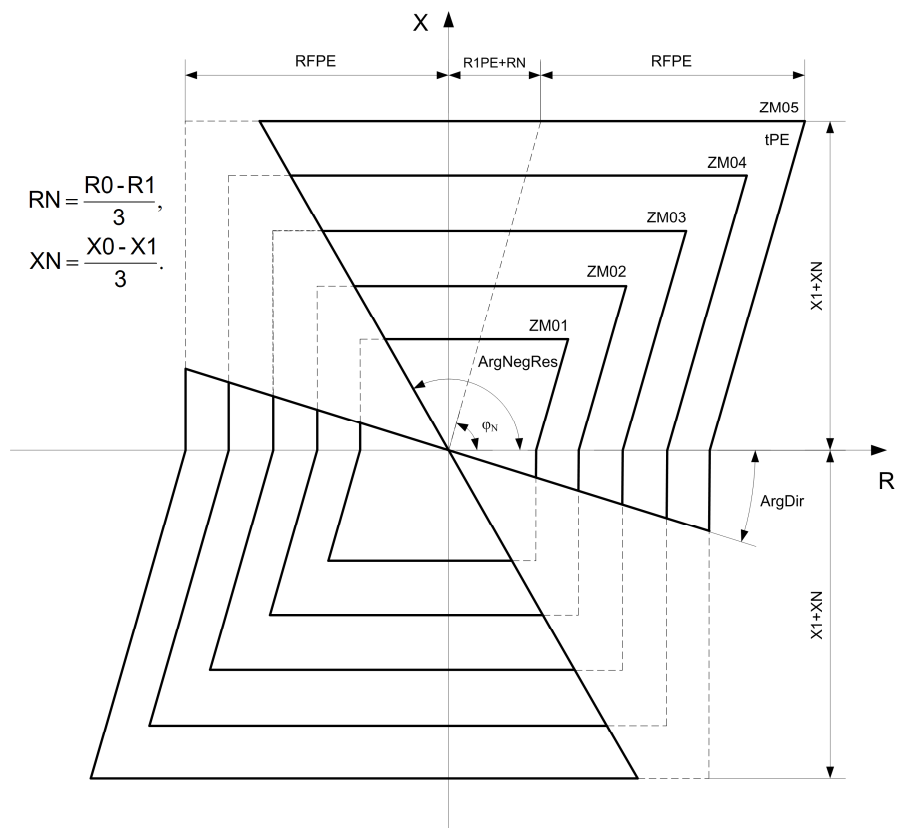
– уставка по времени срабатывания ступени  $n$  ( $n$  – номер ступени,  $n=1\dots5$ ), отдельно для дистанционной защиты от междуфазного КЗ и дистанционной защиты от однофазного КЗ –  $t_n$ .

Каждый из шести измерительных контуров защиты имеет возможность отстройки от нагрузочного режима. Отстройка от нагрузочного режима может выполняться путем выбора параметров срабатывания дистанционных органов с учетом одного из расчетных условий – отстройка от максимального нагрузочного режима, однако это может привести к заглублению уставок.

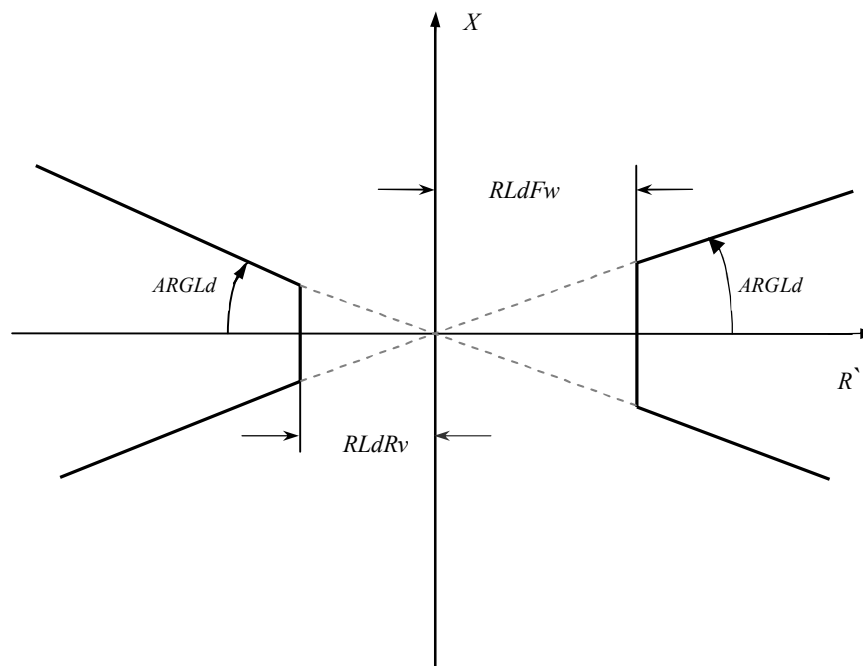
Выделение области нагрузочного режима (согласно рисунку Б10) в ряде случаев позволяет избежать этого. Области нагрузочного режима задаются независимо как для прямого, так и для обратного направления. Угол сектора выреза задается одинаковым для всех четырех квадрантов.



**Рисунок Б8** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ для междуфазных измерительных органов устройств защиты **REL670**



**Рисунок Б9** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания ДЗ для измерительных органов от замыканий на землю устройств защиты **REL670**



**Рисунок Б10** – Характеристика задания области нагрузочного режима устройств защиты **REL670**

**Примечание.** Выше приводятся технические характеристики устройства РЗА REL670 версии 1.1. С 2010г. будут поставляться устройства REL670 версии 1.2, которые имеют обновленные алгоритмы дистанционной защиты, в том числе:

- добавлена возможность независимого задания параметров прямой последовательности по активному и реактивному сопротивлениям ЛЭП для органов от междуфазных КЗ и КЗ на землю;
- в селектор выбора поврежденных фаз (пусковой орган) добавлена возможность регулирования наклона характеристики.

#### **Б1.2.4 Поясняющая диаграмма характеристики срабатывания функции дистанционной защиты устройств серии ШЭ2607 (НПП ЭКРА) модификаций 011(012), 016 и 021.**

Ниже рассматриваются два варианта реализации ДЗ в шкафах **ШЭ2607** вышеуказанных модификаций:

Вариант 1. Схема трехступенчатой дистанционной защиты шкафа защиты содержит:

- три основных направленных и дополнительную ненаправленную ступени;
- блокировку при качаниях с контролем скорости изменения во времени векторов токов обратной DI2 и прямой DI1 последовательностей;
- блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения;
- цепи логики.

Каждая из ступеней ДЗ содержит по три реле сопротивления (РС), включенные на разности фазных токов ( $I_A - I_B$ ,  $I_B - I_C$ ,  $I_C - I_A$ ) и соответствующие им междуфазные ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ ) напряжения.

Реле сопротивления ДЗ.

Характеристика срабатывания каждого из РС (рисунок Б11 ниже) представляет собой параллелограмм, верхняя сторона которого параллельна оси  $R$  и пересекает ось  $X$  в точке с координатой  $X_{уст}$ , а правая сторона – имеет угол наклона  $\varphi_1$  относительно оси  $R$  и пересекает ее в точке с координатой  $R_{уст}$  ( $R_{уст}$  и  $X_{уст}$  - уставки соответствующей ступени по активному и реактивному сопротивлениям:  $R_{1ст}$ ,  $R_{2ст}$ ,  $R_{3ст}$  и  $X_{1ст}$ ,  $X_{2ст}$ ,  $X_{3ст}$ ).

Характеристики РС направленных ступеней ограничены с помощью двух отрезков, исходящих из начала координат и расположенных во втором и четвертом квадрантах, причем направленность определяется углами наклона этих отрезков относительно оси  $R$ : соответственно,  $\varphi_3$  и  $\varphi_2$ . Отсчет всех углов производится от оси  $R$  против часовой стрелки. Из характеристики РС I ступени дополнительно отсекается область, определяемая задаваемым углом  $\varphi_4$ . Это позволяет предотвратить срабатывание ступени из-за снижения замера сопротивления КЗ вследствие отклонения угла в случае КЗ на линии с двухсторонним питанием (для данной конфигурации линий уставка по углу  $\varphi_4$  не рассматривается, и принимается равной нулю).

Характеристика РС дополнительной ненаправленной ступени имеет форму параллелограмма, смещенного в третий квадрант на величину не более  $0,1X_{уст}$ , а ее уставки по  $R$ ,  $X$  и  $\varphi_1$  совпадают с аналогичными для РС направленной II ступени.

Для первой ступени ДЗ угол  $\varphi_1$  можно принять равным углу линии  $\varphi_{линии}$ , для второй и третьей ступеней ДЗ принимается усредненным значением рассчитываемой сети и условно назван угол максимальной чувствительности  $\varphi_{мч}$ ;

Характерными параметрами являются  $X_{уст}$  и  $R_{уст}$ . Поэтому, выбрав первичную уставку срабатывания ступеней ДЗ  $Z_{С.З.}^{I,II,III}$  при чисто металлических КЗ необходимо далее определить  $X_{С.З.}^{I,II,III}$  и  $R_{С.З.}^{I,II,III}$  с учетом возможного переходного сопротивления в месте КЗ ( $R_{дуги}$ ). Определение  $R_{дуги}$  подробнее рассматривается ниже.

$$X_{С.З.}^{I,II,III} = Z_{С.З.}^{I,II,III} \cdot \sin(\varphi_{мч}) - \text{проекция вектора } Z \text{ на ось } jX.$$

$R_{С.З.}^{I,II,III} = Z_{С.З.}^{I,II,III} \cdot \cos(\varphi_{мч}) + (R_{дуги} \cdot K_{ч})$  – проекция вектора  $Z$  на ось  $R$  плюс значение сопротивления дуги в месте замера с учетом обеспечения требуемой чувствительности к КЗ.

$$X_{С.З.}^{I,II,III} = X_{уст.перв}^{I,II,III}$$

$$R_{С.З.}^{I,II,III} = R_{уст.перв}^{I,II,III}$$

Рекомендованные величины  $\varphi_{мч} = (60 \div 70)^\circ$  – для сети 110 кВ;  $\varphi_{мч} = (60 \div 70)^\circ$  – для сетей 220 кВ (в зависимости от технических характеристик ВЛ).

Срабатывание РС каждой ступени защиты возможно только после выполнения условий срабатывания согласно уравнению:

$$\left( |X_{зам}| < |X_{уст}| \right) \& \left( |R_{зам} - X_{зам} \cdot ctg \varphi_1| < |R_{уст}| \right)$$

где  $X_{3AM}$  – рассчитываемая реактивная составляющая сопротивления в результате замера при КЗ на линии (Ом);

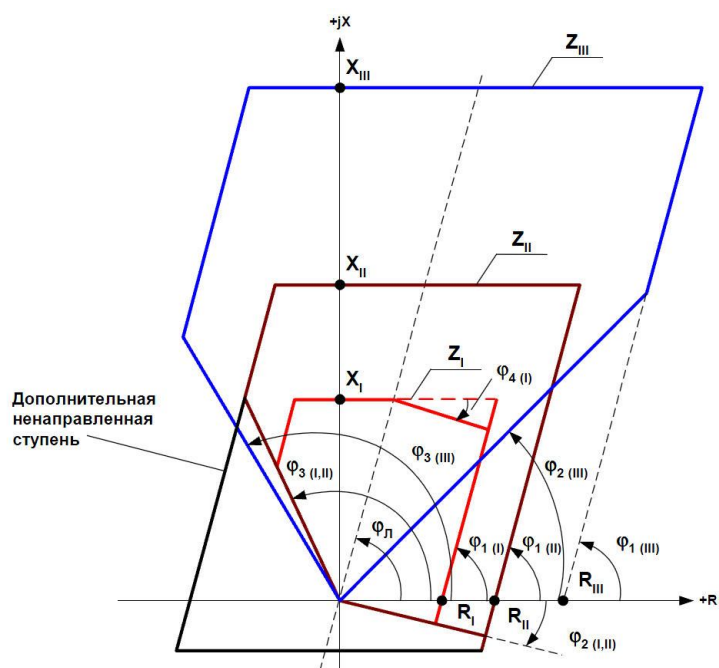
$R_{3AM}$  – рассчитываемая активная составляющая сопротивления в результате замера при КЗ на линии (Ом);

$\varphi_1$  – угол, соответствующий  $\varphi_{M.ч}$  ДЗ.

Как указано выше, направленность ступеней ДЗ определяется углами наклона границ характеристик срабатывания относительно оси R:  $\varphi_3$  – во втором квадранте,  $\varphi_2$  – в четвертом или в первом (для 3-й ступени ДЗ) квадрантах.

В качестве уставок по углам  $\varphi_3$  и  $\varphi_2$  для всех ступеней защиты могут приниматься по умолчанию типовые значения углов (заводские настройки). Исключением является уставка по углу  $\varphi_2$  для 3-й ступени ДЗ, с помощью которой обеспечивается отстройка ее характеристики срабатывания от сопротивления нагрузки линии с односторонним питанием.

Подробные технические данные и характеристики срабатывания ступеней защиты приведены в руководстве по эксплуатации.



**Рисунок Б 11** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания трехступенчатой дистанционной защиты серии ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)

Вариант 2. Схема пятиступенчатой дистанционной защиты шкафа защиты содержит пусковые и измерительные органы (согласно рисунку Б12 ниже):

– направленные ИО сопротивления первой, второй, третьей и дополнительной четвертой ступеней от междуфазных повреждений с выходами  $Z_{ICT.(AB),(BC),(CA)}$ ,  $Z_{IICT.(AB),(BC),(CA)}$ ,  $Z_{IIICT.(AB),(BC),(CA)}$ ,  $Z_{IVCT.(AB),(BC),(CA)}$ ;

– направленные ИО сопротивления от КЗ на землю с выходами  $Z_{VCT.(AN),(BN),(CN)}$ ;

– дополнительные ненаправленные ИО сопротивления второй ступени, выходные сигналы которых включены по схеме «ИЛИ» (выход  $Z_{IICT.(ABC)}$ );

– два варианта схемы блокировки при качаниях (по  $dI/dt$  или  $dZ/dt$ );

– блокировку при неисправностях в цепях переменного напряжения.

Каждая из ступеней ДЗ от междуфазных повреждений содержит по три ИО или РС, включенных на разности фазных токов ( $I_A - I_B$ ,  $I_B - I_C$ ,  $I_C - I_A$ ) и соответствующие им междуфазные напряжения ( $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$ )

Реактивное и активное сопротивление соответствующей петли КЗ  $X_{\Phi_1\Phi_2} = \omega \cdot L_{\Phi_1\Phi_2}$  и  $R_{\Phi_1\Phi_2}$  рассчитывается на основе решения дифференциального уравнения ВЛ для металлического замыкания между фазами.

V ступень ДЗ от КЗ на землю также содержит три РС, включенных на фазные напряжения ( $U_{AN}$ ,  $U_{BN}$ ,  $U_{CN}$ ) и соответствующие им фазные токи ( $I_A$ ,  $I_B$ ,  $I_C$ ), с учетом компенсации тока нулевой последовательности своей линии ( $I_0$ ) и параллельной линии ( $I_{0//}$ ). Реактивное и активное сопротивление в схеме замещения прямой последовательности соответствующей петли замыкания на землю  $X_\Phi = \omega \cdot L_\Phi$  и  $R_\Phi$  также рассчитывается на основе решения дифференциального уравнения ВЛ.

Измерительные органы (ИО) сопротивления ДЗ.

Ненаправленная характеристика срабатывания каждого из РС (рисунок Б12) представляет собой параллелограмм, верхняя сторона которого параллельна оси  $R$  и пересекает ось  $X$  в точке с координатой  $X_{уст}$ , а правая сторона – имеет угол наклона  $\varphi_1$  относительно оси  $R$  и пересекает ее в точке с координатой  $R_{уст}$  ( $X_{уст}$  и  $R_{уст}$  - уставки соответствующей ступени по реактивному и активному сопротивлениям:  $X_{Iст}$ ,  $X_{IIст}$ ,  $X_{IIIст}$ ,  $X_{IVст}$ ,  $X_{Vст}$  и  $R_{Iст}$ ,  $R_{IIст}$ ,  $R_{IIIст}$ ,  $R_{IVст}$ ,  $R_{Vст}$ ). Точка начала координат плоскости сопротивлений находится внутри параллелограмма, и расположена симметрично относительно противоположных пар сторон.

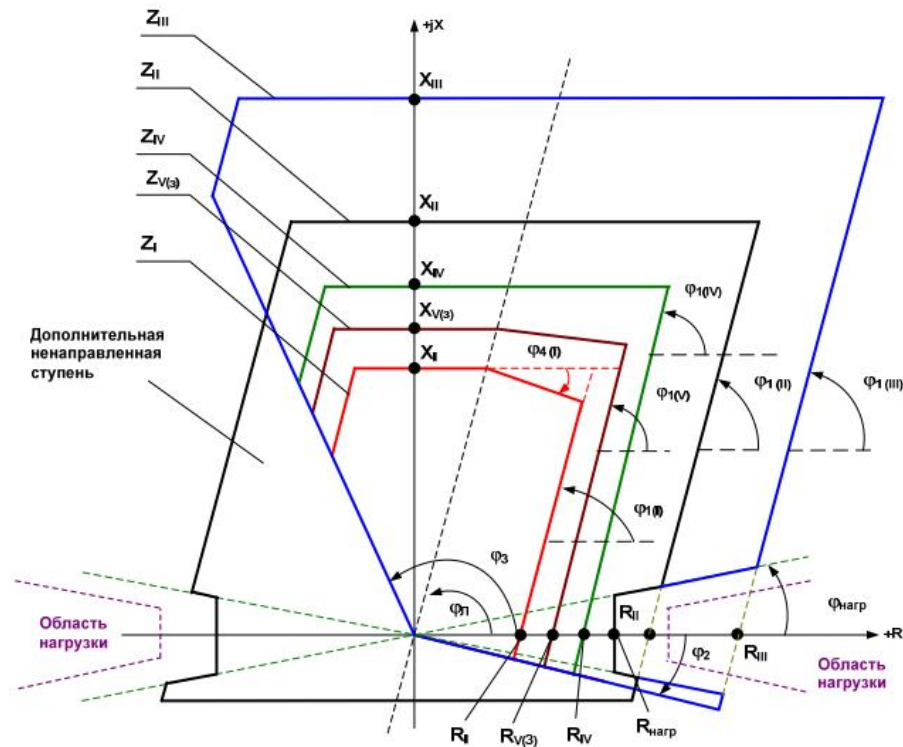
Направленность характеристик РС всех ступеней обеспечивается двумя органами направления. В этом случае ненаправленные характеристики РС ограничены двумя отрезками, исходящими из начала координат и расположенными во втором и четвертом квадрантах. Вид суммарных характеристик РС определяется задаваемыми углами наклона этих отрезков, отсчитываемых относительно оси  $R$ , соответственно,  $\varphi_3$  и  $\varphi_2$ . В качестве уставок по углам  $\varphi_3$  и  $\varphi_2$  для всех ступеней защиты могут приниматься по умолчанию типовые значения углов (заводские настройки).

Для характеристики РС I ступени дополнительно отсекается область, определяемая задаваемым углом  $\varphi_4$ . Это позволяет предотвратить срабатывание ступени из-за снижения замера сопротивления КЗ вследствие отклонения угла в случае КЗ на линии с двухсторонним питанием через переходное сопротивление (для данной конфигурации линий уставка по углу  $\varphi_4$  не рассматривается, и принимается равной нулю).

Характеристика РС дополнительной ненаправленной ступени имеет форму параллелограмма, смещенного в третий и четвертый квадрант на величину не более  $0,1 \cdot X_{уст}$ , а ее уставки по  $R$ ,  $X$  и  $\varphi_1$  совпадают с аналогичными уставками для РС направленной II ступени.



Имеется три дополнительных РС IV ступени с параметрами, аналогичными ступеням II и III, предназначенные для произвольного использования в схеме ДЗ.



**Рисунок Б12** – Пример полигональных характеристик зон срабатывания пятиступенчатой дистанционной защиты серии ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)

Во всех РС имеется возможность исключения области, соответствующей нагрузочным режимам. Эта область определяется двумя уставками:  $R_{\text{нагр}}$ , а также допустимым углом нагрузки  $\varphi_{\text{нагр}}$ , регулируемым в пределах  $(0 \div 60)^\circ$ . Исключаемая область симметрична относительно оси  $R$  и оси  $X$ .

Блокировка при качаниях (для линий с односторонним питанием используется в качестве пускового органа ДЗ)

Предусмотрена возможность срабатывания III ступени ДЗ без контроля от устройства БК. При этом для контроля III ступени используется устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения.

Предусмотрена возможность ускоренного возврата БК при отключении выключателя.

### Б1.3 Основные принципы и положения выбора уставок срабатывания дистанционной защиты

Для определения величин сопротивлений, измеряемых цифровыми устройствами дистанционной защиты используются следующие общие (или тождественные им) выражения:

Сопротивления при **междуфазных КЗ** определяются в соответствии с расчетным выражением:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}}, \quad (\text{Б1.2})$$

где  $\underline{U}_{L1}, \underline{U}_{L2}, \underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}$  – значения фазных напряжений и токов в месте установки защиты.

Сопротивления при **КЗ на землю** определяются в соответствии с расчетным выражением:

$$\underline{Z}_P = \frac{\underline{U}_L}{\underline{I}_L + \underline{K}_0 \cdot 3\underline{I}_0}, \quad (\text{Б1.3})$$

где  $\underline{U}_L, \underline{I}_L, 3\underline{I}_0$  – значения фазных напряжения и тока, а также тока  $3\underline{I}_0$  в месте установки защиты;

$\underline{K}_0 = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L}$  – комплексный коэффициент компенсации, учитываемый в

расчете сопротивления непосредственно (как задаваемая уставка реле), либо косвенно, если вместо указанного коэффициента, задаваемой уставкой является величина сопротивления нулевой последовательности ( $X_0$ ) защищаемой зоны;

$\underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_{L0} - \underline{Z}_L}{3}$  – полное сопротивление, обусловленное

взаимоиндукцией провод-земля при замыкании на землю;

$\underline{Z}_{L0} = R_{L0} + jX_{L0}$  – полное сопротивление нулевой последовательности одноцепной трехфазной линии;

$\underline{Z}_L = R_L + jX_L$  – полное сопротивление прямой последовательности линии.

Коэффициент компенсации  $\frac{Z_E}{Z_L}$ , является согласующим коэффициентом

для обеспечения правильного замера сопротивления дистанционного органа защиты, соответствующего сопротивлению провода  $\underline{Z}$  до места повреждения при замыкании на землю.

Срабатывание дистанционных органов имеет место, когда измеряемые ими сопротивления реле  $\underline{Z}_p$  (составляющие  $X_p, R_p$ , угол полного сопротивления  $\varphi_p$ ) находятся внутри заданной характеристики.

Для многоугольных характеристик из полного сопротивления  $\underline{Z}_p$ , определяемого согласно выражению (Б1.2) или (Б1.3), его составляющие могут быть вычислены согласно выражениям:

$$X_p = Z_p \cdot \sin \varphi_p \text{ и } R_p = Z_p \cdot \cos \varphi_p, \quad (\text{Б1.4})$$

Условием срабатывания для всех ступеней с полигональными характеристиками, в общем случае, будет:

$$X_p \leq X_n; \quad (\text{Б1.5})$$

$$R_p \leq R_n + X_p \cdot \text{ctg} \varphi_{Л}, \quad (\text{Б1.6})$$

где  $X_n, R_n$  – принятые значения уставок по реактивному и активному сопротивлению n-ступени;

$\varphi_{Л}$  – характеристический угол линии.

Дистанционная защита должна действовать при наличии переходных сопротивлений в месте КЗ. Для определения величин расчетных  $R_{\text{ПЕР}}$  были приняты следующие допущения:

– При междуфазных КЗ переходное сопротивление  $R_{\text{ПЕР.РАСЧ}}$  определяется сопротивлением электрической дуги между фазами.

– При однофазных КЗ переходное сопротивление  $R_{\text{ПЕР.РАСЧ}}$  определяется следующими факторами (кроме сопротивления возникающей дуги): отношением токов КЗ протекающих через место повреждения от противоположных концов линии, отношением активных сопротивлений земли и провода линии, допустимым сопротивлением заземления опоры, условиями заземления грозозащитных тросов, сопротивлением растеканию токов нулевой последовательности в грунте.

#### **Примечания.**

1. Функция компенсации взаимоиндукции током нулевой последовательности параллельной линии (с измерением этого тока отдельным токовым входом реле), имеющаяся в большинстве цифровых устройств ДЗ, для данной конфигурации линии с односторонним питанием не применяется, ввиду того, что в качестве параллельных линий, подразумеваются линии, имеющие близко трассируемые параллельные участки, и включенные параллельно на обоих концах (шинах подстанций соответствующего напряжения), **которые в настоящих МУ не рассматриваются.**

2. Уставки по сопротивлению срабатывания ДЗ, как правило, рассчитываются (и могут задаваться) в первичных величинах, однако для большинства устройств защиты задание этих уставок осуществляется во вторичных величинах, с пересчетом величин  $Z(X, R)$  согласно выражению:

$$Z_{\text{вт}} = \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} Z_{\text{перв}} = K_{\text{пр}} \cdot Z_{\text{перв}} \quad (\text{Б1.7})$$

где  $K_{np} = \frac{K_{TT}}{K_{TH}}$  – коэффициент преобразования первичной величины

сопротивлений во вторичную;

$K_{TT}$ ,  $K_{TH}$  – коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения, соответственно.

### **Специальные пояснения**

Ниже приводится методика расчетов уставок срабатывания ступеней дистанционной защиты одиночных линий с односторонним питанием. В этом качестве рассматриваются нетупиковые и тупиковые ВЛ (которые одновременно могут быть одноцепными и двухцепными), наиболее распространенные конфигурации которых приведены на рисунке 1, выше.

При этом рекомендуются следующие основные принципы применения и расчетов уставок по сопротивлению ДЗ на указанных линиях:

1. ДЗ для линий по схеме «нетупиковая» (аналогичной Л-1 на рисунке 1а) преимущественно применяется ДЗ с 3-мя зонами (ступенями) защиты:

– 1-я ступень ДЗ действует без выдержки времени ( $t_1=0$ ) и охватывает зону линии, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ее ответвлениях, а также условием отстройки от КЗ на шинах ПС противоположного конца линии, если другое не требуется по условиям устойчивости работы сетей. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

– 2-я ступень ДЗ действует с выдержкой времени ( $t_2 > t_1$ ) и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, а также условием согласования с 1-й (2-й) ступенью защиты линии (линий) предыдущего участка сети (Л-2 на рисунке 1). В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям, с учетом обеспечения чувствительности

( $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемой линии. В противном случае, условия выбора уставки по сопротивлению срабатывания должны быть изменены (в необходимой степени): согласование может выполняться со 2-й ступенью (вместо 1-й) защиты линии (линий) предыдущего участка сети, либо вместо отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов (ПС противоположного конца и на ответвлениях линии) может выполняться согласование с быстродействующими защитами на сторонах НН и СН указанных трансформаторов.

**Примечание.** В случае отсутствия (неиспользования) 3-й ступени ДЗ на не тупиковой линии, требования к чувствительности 2-й ступени повышаются, регламентируемая величина:  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

– 3-я ступень ДЗ действует с выдержкой времени ( $t_3 > t_2$ ) и охватывает зону, определяемую условиями резервирования при КЗ в конце линии (линий) предыдущего участка сети (Л-2 на рисунке 1), и (по-возможности) при КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, а также условием согласования со 2-й (3-й) ступенью защиты линии (линий) предыдущего участка сети (если последняя не является тупиковой) и резервными токовыми защитами на стороне ВН (или СН и НН) трансформаторов, присоединенных на шинах ПС конца и всех ответвлений линии. В качестве уставки принимается расчетное значение сопротивления по одному из вариантов:

1) наибольшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям резервирования;

2) наименьшее из сопротивлений по условию согласования с защитами линий предыдущего участка сети (защитами трансформаторов на ПС в конце и на ответвлениях линии), если определяющим является требование селективности действия защит линий в рассматриваемой сети, с учетом обеспечения чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) в конце защищаемой линии.

2. ДЗ для линий по схеме «тупиковая» (аналогичной Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б), как правило, применяется ДЗ с 3-мя зонами (степенями) защиты:

– 1-я ступень ДЗ действует без выдержки времени ( $t_1=0$ ) и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

– 2-я ступень ДЗ действует с выдержкой времени ( $t_2 > t_1$ ) и охватывает зону, определяемую условием отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии. В качестве уставки принимается наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям, с учетом обеспечения чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ) при металлическом КЗ в конце линии. В противном случае, условия выбора уставки по сопротивлению срабатывания должны быть изменены: вместо отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов (ПС на ответвлениях линии) может выполняться согласование с быстродействующими защитами на сторонах НН и СН указанных трансформаторов.

**Примечание.** В случае отсутствия (неиспользования) 3-й ступени ДЗ на тупиковой линии, требования к чувствительности 2-й ступени повышаются, регламентируемая величина:  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

– 3-я ступень ДЗ действует с выдержкой времени ( $t_3 > t_2$ ), и охватывает зону, определяемую условиями резервирования (по возможности) при КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях. В качестве уставки принимается наибольшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям, с учетом обеспечения чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) в конце защищаемой линии.

**Примечание.** Для всех ступеней ДЗ тупиковых и нетупиковых линий должно быть обеспечено несрабатывание в максимальных нагрузочных режимах линии, с учетом самозапуска электродвигателей (т.е., должна выполняться отстройка от минимальной величины сопротивления нагрузки).

#### **Б1.4 Выбор уставок срабатывания первой ступени дистанционной защиты**

##### **Требования к первой ступени ДЗ**

Обеспечение надежного отключения всех видов КЗ на линии без выдержки времени (при вероятном существовании переходного активного сопротивления дуги в месте КЗ  $R_{\text{ПЕР}} = 0 \div R_{\text{ПЕР.РАСЧ}}$ ), а также обеспечение селективности действия при КЗ на шинах подстанции противоположного конца линии.

**Б1.4.1 Уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий с односторонним питанием в радиальных сетях** выбирается по условиям (при выполнении данных ступеней без выдержки времени):

для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

– отстройка от коротких замыканий на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии;

– отстройка от КЗ на шинах ПС противоположного конца линии;

для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б):

– отстройка от коротких замыканий на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях.

Указанные требования могут быть представлены (в общем виде) следующим выражением:



$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \leq K_{\text{отс}} \cdot |Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.8})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце зоны ограничения чувствительности первой ступени защиты (далее **расчетная зона ступени ДЗ**);

$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты, определяемое из условий выше.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунок 1 величина  $Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_3;$$

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_{\text{отв1}} + Z_{\text{T1}};$$

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_{\text{T2}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а):

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_{\text{T6}};$$

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_{\text{отв2}} + Z_{\text{T4}};$$

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_5 + Z_{\text{T5}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-3 на рисунке 1б):

$$Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_{\text{Л}} + Z_{\text{T}}.$$

Как указывалось ранее, в качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

**Примечание.** Здесь и далее рассматриваются линии с присоединенными понижающими трансформаторами не имеющими каких-либо генерирующих источников на сторонах НН (СН). В исключительных случаях, если таковые источники присутствуют в расчетной схеме сети, их влияние может учитываться с помощью коэффициентов токораспределения  $K_{\text{ТОК}}$ ,

(определяемых как отношение первичных значений тока в месте установки защиты к току повреждения в рассматриваемой точке сети), который изменяет расчетное сопротивление соответствующей цепи схемы замещения (питаемой от указанного генерирующего источника при расчетном  $K_3$ ) обратно пропорционально величине  $K_{\text{ТОК}}$ , как это указано в [3] (**Глава 5**).

Например, при определении сопротивления расчетной зоны ступени по первому условию (схема сети на рисунке 1а) вышеуказанное выражение  $\underline{Z}_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3$  будет выглядеть следующим образом:

при наличии питания на стороне НН трансформатора Т-1:

$$\underline{Z}_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) / K_{\text{ТОК}2},$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

при наличии питания на сторонах НН трансформаторов Т-1 и Т-2 :

$$\underline{Z}_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 / K_{\text{ТОК}2} + \underline{Z}_3 / K_{\text{ТОК}3}.$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

$K_{\text{ТОК}3} = I(Z_1) / I(Z_3)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_3$ .

При этом следует особо учитывать, что в качестве расчетного, должен приниматься  $K_{\text{ТОК}}$ , которому соответствует наименьшая величина сопротивления, измеряемого в месте установки защиты (т.е., в большинстве случаев, рекомендуется принимать величину  $K_{\text{ТОК}} = 1$ ).

## **Б1.4.2 Выбор уставок X1(Z1), K0(X10)**

**Б1.4.2.1** Для устройств **MICOM P43x (AREVA), REL670 («ABB») и ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)** определяется уставка по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности согласно выражению:

$$X1 = K_{\text{отс}} \cdot X1_{\text{рас.экв}}, \quad (\text{Б1.9})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$X1_{\text{рас.экв}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.4.1:** в соответствующих выражениях, вместо значений  $Z$ , подставляются расчетные величины  $X$ .

**Б1.4.2.2** Для устройств **MICOM P44x (AREVA), GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)** определяется уставка по полному сопротивлению прямой последовательности согласно выражению:

$$Z1 = K_{\text{отс}} \cdot Z1_{\text{рас.экв}}, \quad (\text{Б1.10})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$Z1_{\text{рас.экв}}$  – расчетное эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.4.1.**

**Б1.4.2.3** Для устройств **MiCOM P43x/P44x («ALSTOM Grid»/«AREVA»), D30/D60 («GE Multilin»)** не требуется отдельное задание параметров реактивного сопротивления нулевой последовательности  $XE(ZE)$ , т.к. в алгоритме расчета сопротивления КЗ на землю указанных реле,

выполняемом согласно приведенному выше выражению (Б1.3), используется уставка комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности  $\underline{K}_0$  (по модулю и углу).

Для устройства **MiCOM P43x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** величина уставки  $\underline{K}_0$  определяется согласно выражению:

$$\underline{K}_0 = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_L} = \frac{1}{3} \left( \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right), \quad (\text{Б1.11})$$

где  $\underline{Z}_0$  – полное комплексное сопротивление нулевой последовательности;  
 $\underline{Z}_1$  – полное комплексное сопротивление прямой последовательности.

Модуль коэффициента компенсации рассчитывается по выражению:

$$|\underline{K}_0| = \frac{\sqrt{(X_0 - X_1)^2 + (R_0 - R_1)^2}}{3 \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2}}. \quad (\text{Б1.12})$$

Угол коэффициента компенсации рассчитывается по выражению:

$$\text{Угол } \underline{K}_0 = \arctg \frac{X_0 - X_1}{R_0 - R_1} - \arctg \frac{X_1}{R_1}. \quad (\text{Б1.13})$$

где  $R_0$  – активное сопротивление нулевой последовательности;  
 $R_1$  – активное сопротивление прямой последовательности;  
 $X_0$  – реактивное сопротивление нулевой последовательности;  
 $X_1$  – реактивное сопротивление прямой последовательности.

Приведенные выше величины сопротивлений определяются для расчетной зоны ступени защиты, для которой рассчитывается соответствующая уставка компенсации нулевой последовательности (коэффициент  $\underline{K}_0$ ).

Для устройств **GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC):**

$$- \text{ уставка по модулю: (ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧ)} = \left| \frac{Z0L}{Z1L} \right| \quad (\text{Б1.14})$$

$$- \text{ уставка по углу: (ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ)} = \arg\left(\frac{Z0L}{Z1L}\right) \quad (\text{Б1.15})$$

где  $Z0L$  – полное сопротивление (комплексная величина  $R_0 + jX_0$ ) нулевой последовательности расчетной зоны соответствующей ступени ДЗ;

$Z1L$  – полное сопротивление (комплексная величина  $R_1 + jX_1$ ) прямой последовательности расчетной зоны соответствующей ступени ДЗ.

Указанные уставки определяют соотношение между удельными сопротивлениями нулевой и прямой последовательностей для каждой расчетной зоны ступеней защиты.

Для устройств защиты **ШЭ2607 (НПП «ЭКРА»)** задаются значения дополнительных параметров, используемых в алгоритме расчета сопротивления отдельной (пятой) ступени от замыканий на землю дистанционной защиты для компенсации составляющих нулевой последовательности:

$KK_R$  – корректирующий множитель коэффициента компенсации тока  $I_0$  по активному сопротивлению  $R$ ;

$KK_X$  – корректирующий множитель коэффициента компенсации тока  $I_0$  по реактивному сопротивлению  $X$ .

Коэффициенты компенсации тока нулевой последовательности для однофазных измерительных контуров ДЗ:  $k_R$  – по активному сопротивлению, и  $k_X$  – по реактивному сопротивлению, определяются согласно выражениям:

$$k_R = \frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \left( \frac{R_0}{R_1} - 1 \right),$$

$$k_X = \frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right),$$
(Б1.16)

где  $R_0$  – активное сопротивление нулевой последовательности;  
 $R_1$  – активное сопротивление прямой последовательности;  
 $X_0$  – реактивное сопротивление нулевой последовательности;  
 $X_1$  – реактивное сопротивление прямой последовательности.

Приведенные выше величины сопротивлений определяются для расчетной зоны ступени защиты, для которой рассчитывается соответствующие уставки компенсации нулевой последовательности (вещественные коэффициенты  $k_R$  и  $k_X$ ).

Указанные выше коэффициенты рассчитываются в алгоритме ДЗ автоматически на основе заданных параметров по реактивному и активному сопротивлениям нулевой и прямой последовательностей линии или расчетной зоны защиты ( $X_0, X_1, R_0, R_1$ ), с учетом заданных корректирующих множителей  $KK_R$  и  $KK_X$ .

В соответствии с рекомендациями разработчиков (Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» – ВНИИЭ, ООО НПП «ЭКРА»), в случае отсутствия необходимости учета тока нулевой последовательности параллельной линии при измерении (расчете) сопротивления КЗ дистанционными органами защищаемой ВЛ, значения вышеуказанных коэффициентов могут приниматься равными:

$$KK_R = KK_X = 1. \quad (\text{Б1.17})$$

**Примечание.** Указанная 5-я ступень (отдельная дистанционная защита от замыканий на землю) может использоваться в любой расчетной зоне ДЗ шкафа ШЭ2607, например:

- в зоне первой ступени, для ликвидации замыканий на землю только в пределах защищаемой линии;
- в зоне третьей ступени, для осуществления дальнего резервирования КЗ в сети с глухозаземленной нейтралью.

**Специальные пояснения:**

1. Здесь и далее, величины эквивалентных активных и реактивных сопротивлений прямой и нулевой последовательности, используемые в расчете уставки  $\underline{K}_0$ , определяются для единой расчетной зоны данной ступени (ступеней) ДЗ.

Расчет параметров нулевой последовательности расчетной зоны для рассматриваемой ступени (ступеней) ДЗ должен осуществляться с учетом нормально заземленных нейтралей трансформаторов в расчетной схеме сети, и коэффициентов токораспределения для схемы замещения нулевой последовательности, определяемых аналогично указанному выше в примечании к п. **Б1.4.1** (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

2. В некоторых случаях, при определении  $\underline{K}_0$  вместо эквивалентных параметров для всей расчетной зоны ступени (ступеней) ДЗ, можно использовать их удельные значения параметров на единицу длины линии, если расчетная зона (зоны) для которой определяется  $\underline{K}_0$ , является однородной в части сопротивлений прямой и нулевой последовательности (например, тупиковая линия, не имеющая присоединенных трансформаторов с глухо заземленной нейтралью по всей ее длине).

3. Приведенный выше расчет коэффициента компенсации и угла коэффициента компенсации, при использовании параметров расчетной зоны ступени (ступеней) ДЗ  $X_0(R_0)$ , справедлив для одиночных ВЛ, или для двухцепной ВЛ при отключенной и незаземленной одной цепи (когда отсутствует взаимоиндукция нулевой последовательности от параллельных участков ВЛ).

Для линий, имеющих взаимоиндукцию с другими ВЛ (например, двухцепная линия, питающая двухтрансформаторную понижающую ПС), выбор оптимального коэффициента компенсации  $\underline{K}_0$  должен осуществляться при рассмотрении вариантов с поочередным отключением и заземлением ВЛ, с целью выявления **минимального значения** указанного коэффициента

(коэффициентов), согласно выражениям (Б1.12) и (Б1.13), или (Б1.14) и (Б1.15), или (Б1.16) путем подстановки эквивалентных параметров расчетной зоны  $X_0(R_0)$ , с учетом реактивного сопротивления взаимоиндукции линий, определяемого в соответствии с указаниями [2] и [8].

В случаях невозможности обеспечить требуемую точность замера параметров прямой последовательности  $X_1$  и  $R_1(Z_1)$  при однофазном металлическом замыкании на землю в конце зоны действия ступени (с принятой уставкой по  $Z_1$ ) в нормальном режиме работы ВЛ со взаимоиндукцией, и в режиме отключения с заземлением параллельной цепи (например: при значительной разнице между сопротивлениями, измеряемыми реле в двух указанных режимах работы двухцепной линии при замыкании на землю в конце зоны действия 1-й ступени ДЗ, которая не позволяет обеспечить требуемую чувствительность и, вместе с тем, селективность защиты с единой уставкой  $Z_1$ ), рекомендуется использовать два отдельных набора уставок для этих режимов.

4. Уставка комплексного коэффициента компенсации  $\underline{K}_0$  (по модулю и углу), или вещественных коэффициентов  $k_R$  и  $k_X$  (отношений модулей сопротивлений контуров «земли» и линии) определяется и задается для ступеней ДЗ следующим образом:

- для устройств **MiCOM P43x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») – общее значение  $\underline{K}_0$  для всех ступеней  $Z_1$ -  $Z_6$  ДЗ;
- для устройств **MiCOM P44x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») – отдельное значение  $\underline{K}_0$  для каждой ступени;
- для устройств **D30/D60** («GE Multilin») – отдельное значение  $Z_0/Z_1$  для каждой ступени;
- для устройств защиты **ШЭ2607** (ООО НПП «ЭКРА»), отдельно задаются значения  $KK_X$  и  $KK_R$  (корректирующие множители коэффициента компенсации тока  $I_0$  по реактивному и активному сопротивлению пятой ступени ДЗ).



**Б1.4.2.4** Для устройства защиты **REL670** («АВВ») в отличие от других, рассматриваемых в МУ реле, осуществляется отдельное задание уставки по реактивному сопротивлению нулевой последовательности –  $X_0$ , определяемой для первой ступени ДЗ согласно выражению:

$$X1_0 = K_{\text{отс}} \cdot X1_{\text{РАС.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.18})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$X1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ согласно п. **Б1.4.2.1**, (выбор уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности), определяемое в соответствии с указанным в специальных пояснениях к п. **Б1.4.2.3** (выбор уставки комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности, с учетом возможной взаимоиндукции, вызванной наличием линий или участков линий, параллельных защищаемой ВЛ).

Дополнительно, характеристика срабатывания 1-й ступени функции ДЗ реле **REL670** включает следующие (основные) параметры:

– Уставка активного сопротивления прямой последовательности –  $R_1$ , определяется согласно выражению:

$$R1_1 = K_{\text{отс}} \cdot R1_{\text{РАС.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.19})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$R1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное активное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ согласно п. **Б1.4.2.1**

(выбор уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности), определяемое при металлическом КЗ.

– Уставка активного сопротивления нулевой последовательности –  $R_0$ , определяется согласно выражению:

$$R1_0 = K_{\text{отс}} \cdot R1_{\text{РАС.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.20})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$R1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное активное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ согласно п. Б1.4.2.1 (выбор уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности).

#### **Специальные пояснения:**

1. Величины комплексного коэффициента компенсации  $\underline{K}_0$ , также как и характеристического угла линии  $\varphi_{\text{л}}$  (или угла максимальной чувствительности защиты) для ДЗ реле **REL670** («ABB») отдельно не задаются. Указанные параметры определяются автоматически, с помощью расчетных алгоритмов реле, использующих заданные уставки по сопротивлению прямой и нулевой последовательности  $X_1$ ,  $X_0$ ,  $R_1$ ,  $R_0$  (для каждой из ступеней ДЗ).

2. В расчетах параметров срабатывания ступени ДЗ по  $X_1$ ,  $X_0$ ,  $R_1$ ,  $R_0$  должна использоваться единая величина коэффициента отстройки  $K_{\text{отс}} = 0,85$  (о.е.).

#### **Б1.4.3 Выбор уставки $R1$**

При выборе уставок по оси активного сопротивления  $R$  необходимо учитывать активное переходное сопротивление в месте КЗ. Для расчета уставки  $R1$ , в общем случае применяется следующее выражение:

$$R_1 = R_L + R_{\text{ПЕР}}, \quad (\text{Б1.21})$$

где  $R_L$  – активное сопротивление линии (до места повреждения);

$R_{\text{ПЕР}} = R_{\text{ДУГИ}}$  – активное переходное сопротивление дуги в месте повреждения линии при междуфазном КЗ.

Сопротивление  $R_{\text{ДУГИ}}$  при междуфазном КЗ для воздушных линий (в первичных величинах), в соответствии с методикой приведенной в источниках [4] и [5] определяется согласно выражению:

$$R_{\text{ДУГИ}} = U_{\text{ДУГИ}} \cdot \frac{l}{I}, \quad (\text{Б1.22})$$

где  $l$  – длина дуги (м), определяется как расстояние между проводами фаз (или, при замыкании на землю – между проводом и опорой);

$I$  – минимальный ток (А), протекающий от места установки защиты до точки короткого замыкания в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты.

В приведенном здесь выражении (Б1.22) используется расчетная величина удельного напряжения дуги для воздушных линий  $U_{\text{ДУГИ}}$ , принимаемого:

$$U_{\text{ДУГИ}} = 1050 \frac{\text{В}}{\text{м}}, \text{ согласно [3]}$$

или

$$U_{\text{ДУГИ}} = 2500 \frac{\text{В}}{\text{м}}, \text{ согласно [5] и других современных источников.}$$

Очевидно, что в последнем случае обеспечивается больший запас по чувствительности дистанционного органа при КЗ через переходное сопротивление.

**Специальные пояснения:**

1. В части определения активного сопротивления дуги коротких замыканий (междуфазных, или связанных с «землей») существует несколько различных методических рекомендаций (предлагаемых разными изготовителями цифровых защит), результаты которых часто носят противоречивый характер.

Ввиду того, что технические характеристики и свойства цифровых реле не зависят от методов расчета параметров КЗ, для решения указанной задачи в настоящих МУ (здесь и далее) предусматривается единый принципиальный подход, использующий один из наиболее наглядных и рациональных расчетных способов сопротивления дуги (приведенный в [4], [5]).

2. Величина активного сопротивления собственно линии  $R_L$  в расчетных формулах может игнорироваться, т.к. она автоматически учитывается в форме характеристики срабатывания устройств микропроцессорных защит при условии, что заданный угол наклона характеристики дистанционной защиты равен характеристическому углу линии.

3. Необходимо учитывать, что в общем случае, при дистанционных измерениях междуфазных повреждений, активное сопротивление, возникающее в месте КЗ, должно быть уменьшено в 2 раза (измеренное междуфазное сопротивление относится на одну фазу). Однако для устройств ДЗ отдельных изготовителей при задании уставки используется полная величина активного сопротивления дуги для измерительного контура фаза-фаза (см. Примечания к п. Б1.4.5.1).

Таким образом, минимальный порог уставки активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ  $R1_{(мин)}$  определяется, с учетом (Б1.22) и коэффициента запаса  $K_{зап} = 1,2$ , согласно выражениям:

$$R1_{(мин)} \geq 0,6 \cdot R_{дуги.расч} \quad (Б1.23)$$

или

$$R1_{(мин)} \geq 1,2 \cdot R_{дуги.расч} \quad (Б1.24)$$

#### Б1.4.4 Выбор уставки R1E

В общем случае, **минимальный порог** уставки активного переходного сопротивления при замыкании на землю  $R1E_{(МИН)}$  (в первичных величинах) в соответствии с методикой, приведенной в источниках [4] и [5], определяется по выражению:

$$R1E \geq 1,2 \left( \frac{R_{\Pi} + R_{ДУГИ} + \frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}} R_{\Pi}}{1 + \frac{R_E I_{E1}}{R_L I_{\Phi 1}}} \right), \quad (Б1.25)$$

где  $R_{ДУГИ}$  – активное сопротивление дуги, определяемое согласно выражению (Б1.22);

$R_{\Pi}$  – активное переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии. В случаях, когда информация о величине сопротивления заземления опоры воздушной линии недоступна, для воздушных линий с проводом заземления эта величина принимается не менее 3 Ом;

$I_{\Phi 1}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания в месте установки реле при однофазном замыкании на землю;

$I_{\Phi 2}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания с противоположного конца при однофазном замыкании на землю;

$\frac{R_E}{R_L}$  – коэффициент компенсации (активная составляющая) токов замыканий на землю;

$\frac{I_{E1}}{I_{\Phi 1}}$  – отношение тока в земле (т.е.  $3I_0$ ) к фазному току в месте установки реле (обычно, в целях упрощения расчета, эта величина принимается равной

«1,0»; при отсутствии заземленных нейтралей на стороне питания, это отношение равно «0»);

Коэффициент «1,2» соответствует запасу в 20 %.

#### **Специальные пояснения:**

1. Наиболее неблагоприятным отношением токов КЗ на землю на противоположных концах линии считается максимальная величина  $\frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}}$  (максимальный ток КЗ на землю на противоположном конце линии и минимальный ток КЗ на землю на данном конце линии). Рассматриваемые токи являются среднеквадратичными величинами без смещения фазы. В случаях, когда информация о величине отношения токов недоступна, принимается величина не менее 3,0.

Для радиальных линий с незначительным питанием от противоположного конца (например, при отсутствии или незначительной величине тока нулевой последовательности, протекающего к месту КЗ в поврежденной фазе от противоположного, питаемого конца линии), отношение  $\frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}}$  может приниматься равным нулю.

2. В особых случаях, при наличии значительного сопротивления растеканию токов нулевой последовательности в грунте, соответствующие значения должны учитываться в расчетной величине переходного сопротивления  $R_{\text{ПЕР}}$ .

**Б1.4.5 Использование расчетных величин сопротивления дуги в устройствах цифровых защит с учетом особенностей характеристик срабатывания:**

**Б1.4.5.1** Для устройств **MiCOM P43x/P44x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **REL670** («ABB»), **ШЭ 2607** (ООО НПП «ЭКРА») рабочие уставки  $R1$  и  $R1E$  для первой ступени ДЗ определяются согласно указаниям пунктов **Б1.4.3**, **Б1.4.4**, соответственно.

В целях повышения чувствительности ступени по оси R, коэффициент запаса принятый в (Б1.23), (Б1.24) может быть объективно увеличен, например, до величины  $K_{ЗАП} = 2 \div 4$ , с учетом выполнения условий отстройки характеристики срабатывания от максимальных нагрузочных режимов (согласно п. Б1.4.5.3).

### Примечания.

1. В соответствии с указаниями изготовителей, расчётные алгоритмы терминалов **REL670 («ABB»)** и **MiCOM P44x**, учитывают полное сопротивление дуги  $R_{ДУГИ}$  (или  $R_{ПЕР}$ ), поэтому для указанных реле **минимальный порог** уставки активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ, с учетом (Б1.22) и коэффициента запаса  $K_{ЗАП}=1,2$ , должен приниматься по выражению (Б1.24):  $R1_{(МИН)} \geq 1,2 \cdot R_{ДУГИ.РАСЧ}$ .

Кроме того, в связи с тем, что в алгоритмах расчета характеристик срабатывания измерительных контуров «фаза-земля» указанных реле предусматривается корректировка параметров пропорционально величине заданного (или рассчитанного) коэффициента компенсации нулевой последовательности ( $K_0$ ), при **расчете минимального порога** уставки активного переходного сопротивления при КЗ на землю  $RIE$  по выражению (Б1.25), знаменатель должен приниматься равным единице (1,0).

2. Для отдельных устройств защиты, кроме того, существует дополнительные ограничения по величине уставок переходного активного сопротивления при междуфазных/однофазных КЗ:

- Изготовитель **MiCOM P43x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** рекомендует ограничивать уставку по переходному активному сопротивлению  $R_{n,ф-з}, R_{n,ф-ф}$  величиной не более  $8 \cdot X_n$  (уставка по реактивному сопротивлению срабатывания соответствующей ступени).
- Изготовитель **MiCOM P44x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** рекомендует в общем случае, соотношение охватов для любой из зон диапазон 1:15:

$$1/15 \leq \text{охват } Z / \text{охват } R \leq 15.$$

Уставки по активному сопротивлению рекомендуется выбирать исходя из сложившейся в энергосистеме практике. Если такой практики не существует, то можно последовать следующим указаниям для зоны Z1:

Кабели:  $R1/Z1 = 3$ ;

Воздушная линия:  $R1/Z1 = [2,3 - 0.0045 \times \text{Длина линии (км)}]$ ;

Линии более 400км:  $R1/Z1 = 0,5$ .

Изготовитель **REL670** («ABB») рекомендует ограничивать соответствующее отношение  $\frac{R_F}{X_1}$  величиной не более 3,0 для междуфазных органов и 4,5 – для однофазных органов.

#### **Б1.4.5.2 Для устройств D30/D60 («GE Multilin»):**

Уставка по оси активного сопротивления правой стороны характеристики срабатывания при междуфазных КЗ и/или КЗ на землю  $R_{RGT\_BLT}$  для первой ступени ДЗ лимитируется пределами в соответствии с выражением:

$$1,25(R_{ДУГИ} + Z_R \cos \varphi) \leq R_{RGT\_BLT} \leq 4,5 \cdot Z_R, \quad (\text{Б1.26})$$

где  $R_{ДУГИ}$  – вторичное сопротивление дуги в месте повреждения в соответствии с п. Б1.4.3, п. Б1.4.4;

$Z_R$  – уставка полного сопротивления соответствующей (в данном случае, первой) ступени защиты;

$\varphi$  – угол линии.

Уставка по оси активного сопротивления левой стороны  $R_{LFT\_BLT}$  принимается равной половине уставки правой стороны.

Углы правой и левой сторон, как правило, принимаются равными углу линии (RCA).

**Б1.4.5.3** Во всех случаях должно соблюдаться условие отстройки максимального порога уставок характеристики срабатывания по активному



сопротивлению  $R1$ ,  $R1E$  от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 0,8, согласно выражению:

$$R1_{\text{МАКС}} (R1E_{\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left( \frac{Z_{\text{НАГР(МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР(МАКС)}})}{\sin(\varphi_{\text{Д}})} \right), \quad (\text{Б1.27})$$

где  $Z_{\text{НАГР(МИН)}} = \frac{(0,8 \div 0,9) \cdot U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}}{I_{\text{НАГР(МАКС)}}$  – модуль полного сопротивления

нагрузки фазы в максимальном нагрузочном режиме;

$\varphi_{\text{МЧ}}$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ;

$\varphi_{\text{НАГР(МАКС)}}$  – максимальный угол нагрузки, определяемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах. Измеренная величина угла тока нагрузки в максимальном режиме, с учетом самозапуска **и количественной доли** двигательной нагрузки в общем составе подключенных потребителей линии в расчете может быть увеличена пропорционально увеличению тока нагрузки (в 1,5-2 раза), но во всех случаях не следует принимать ее более 45 эл. град.;

$U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}$  – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах;

$I_{\text{НАГР(МАКС)}} \geq K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}$  – максимальный ток нагрузки линии, с учетом самозапуска электродвигателей;

$K_{\text{САМ}} \approx 1,5 \div 2,0$  – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей, при необходимости уточняется расчетом.

#### **Специальные пояснения:**

1. Для реле **MiCOM P443** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **REL670** («ABB») и **D30/D60** («GE Multilin») и **ШЭ2607** (ООО НПП «ЭКРА»), имеющих специальную форму характеристики срабатывания ступеней ДЗ

(вырез сектора в области годографа нагрузочных режимов), отстройка аналогично условию (Б1.27), как правило, должна обеспечиваться при выборе параметров сектора нагрузки (см. далее).

2. Для реле **MiCOM P43x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») отстройка срабатывания ступеней по активному сопротивлению  $R1$ ,  $R1E$  (или других ступеней) в максимальных нагрузочных режимах может быть выполнена в соответствии с (Б1.27), либо обеспечивается при выборе соответствующих параметров по сопротивлению пускового органа защиты (согласно п. **Б1.8.2**).

**Примечание.** В соответствии с указаниями изготовителя, для терминалов **MiCOM P44x**, при расчете уставок по отстройке от активного сопротивления нагрузки, расчетную величину  $R$  (правая часть выражения (Б1.27)) необходимо умножать на поправочный коэффициент:

- Для междуфазных контуров измерения:  $K = 2$ .
- Для однофазных контуров измерения:  $K = 1 + |K_0|$ .

**Б1.4.6** В необходимых случаях, например, по критериям устойчивости (ПУЭ п. 3.2.108), или для защиты кабельных линий, с помощью первой ступени ДЗ может выполняться охват всей защищаемой линии (или необходимого участка ВЛ), включая шины смежных ПС, с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ :

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \geq K_{\text{ч}} \cdot |Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.28})$$

где  $Z_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты (сопротивление линии или наибольшего участка линии, повреждения на котором должны быть ликвидированы без выдержки времени).

Например, для линии, имеющей наибольшее сопротивление между концами ПС «А» и ПС «Б» (Л-1 на рисунке 1а):

$$\underline{Z}_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_{L1} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3.$$

### **Примечания.**

1 В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. **Б1.4.1** (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

2 Для дальнейшего расчета рабочих уставок первой ступени ДЗ устройств различных изготовителей также используются указания **пунктов Б1.4.2-Б1.4.5** с учетом изменения расчетной зоны ступени.

В целях повышения вероятности успешного АПВ линии при КЗ в зоне защиты трансформаторов подключенных к линии, может задаваться минимально возможная выдержка времени срабатывания первой ступени:

$$T_{\text{CP}} = 0,1 \div 0,2 \text{ сек.}$$

## **Б1.5 Выбор уставок срабатывания второй ступени дистанционной защиты**

### **Требования ко второй ступени ДЗ:**

Обеспечение надежного отключения КЗ всех видов по всей длине линии (при вероятном существовании переходного активного сопротивления дуги в месте КЗ  $R_{\text{ПЕР}} = 0 \div R_{\text{ПЕР.РАСЧ}}$ ), а также обеспечение селективности действия при КЗ за пределами линии.

**Б1.5.1** Уставка по сопротивлению срабатывания второй ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий с односторонним питанием в радиальных сетях выбирается по условиям:

для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

– отстройка от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях;

– согласование с 1-й (2-й) ступенью защиты линии (линий) предыдущего участка сети;

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемого участка, в качестве которого рассматривается данная линия (от места установки защиты до шин смежной подстанции);

**Примечание.** В случае отсутствия (неиспользования) 3-й ступени ДЗ на тупиковой линии, требования к чувствительности 2-й ступени повышаются, регламентируемая величина:  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а):

– отстройка от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии;

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемого участка, в качестве которого рассматривается данная линия;

для линий по схеме «тупиковая» (Л-3 на рисунке 1б):

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемого участка, в качестве которого рассматривается данная линия.

**Примечание.** В случае отсутствия (неиспользования) 3-й ступени ДЗ на тупиковой линии, требования к чувствительности 2-й ступени повышаются, регламентируемая величина:  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ .

Указанные требования могут быть представлены (в общем виде) следующими выражениями:

**Б1.5.1.1** Отстройка от коротких замыканий на сторонах низшего и среднего напряжения трансформаторов, присоединенных на шинах ПС

противоположного конца линии и всех ее ответвлениях. При этом необходимо брать в расчет наименьшее сопротивление трансформаторов (которое может иметь место при регулировании напряжения):

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \leq K_{\text{ОТС}} \cdot |Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.29})$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты, определяемое из условий выше.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунке 1, величина  $Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_{\text{T3}};$$

$$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_{\text{ОТВ1}} + Z_{\text{T1}};$$

$$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_{\text{T2}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а):

$$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_{\text{ОТВ2}} + Z_{\text{T4}};$$

$$Z_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_5 + Z_{\text{T5}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие неактуально.

Как указывалось ранее, в качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

**Примечание.** Как указывалось выше в примечании к п. Б1.4.1 (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени ДЗ), при наличии генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, их влияние может учитываться с помощью коэффициента токораспределения  $K_{\text{ТОК}}$ , (определяемого как

отношение первичных значений тока в месте установки защиты к току повреждения в рассматриваемой точке сети).

Например, при определении сопротивления расчетной зоны ступени по первому условию (схема сети на рисунке 1а), вышеуказанное выражение  $\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}$  будет выглядеть следующим образом:

при наличии питания на стороне НН трансформатора Т-1:

$$\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}) / K_{\text{ТОК}2},$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

при наличии питания на сторонах НН трансформаторов Т-1 и Т-2:

$$\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 / K_{\text{ТОК}2} + (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}) / K_{\text{ТОК}3},$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

$K_{\text{ТОК}3} = I(Z_1) / I(Z_3)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_3$ .

При этом следует особо учитывать, что в качестве расчетного, должен приниматься  $K_{\text{ТОК}}$ , которому соответствует наименьшая величина сопротивления, измеряемого в месте установки защиты (т.е., в большинстве случаев, рекомендуется принимать величину  $K_{\text{ТОК}} = 1$ ).

**Б1.5.1.2** Согласование с первыми (вторыми) ступенями защит линии (линий) предыдущего участка сети (дистанционной защиты и при необходимости – токовыми защитами):

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \leq K_{\text{ОТС}} \cdot |\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.30})$$

где  $K_{отс} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$\underline{Z}_{2РАСЧ.ЭКВ}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты, определяемое из условий выше.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунке 1, величина  $\underline{Z}_{2РАСЧ.ЭКВ}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$\underline{Z}_{2РАСЧ.ЭКВ} = (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) + 0,9 \cdot \underline{Z}_{1(2)}_{Л2},$$

где  $\underline{Z}_{1(2)}_{Л2}$  – уставка полного сопротивления прямой последовательности 1-й (2-й) ступени дистанционной защиты линии (линий) предыдущего участка сети (Л-2 на рисунке 1а).

Величина дополнительного (понижающего) множителя «0,9» для уставки  $\underline{Z}_{1(2)}_{Л2}$  определяется с учетом коэффициента допустимой погрешности измерения ТТ ( $\alpha = -0,1$ ), в соответствии с указанным в [3](Глава 5, Раздел А, п. 1, Таблица 8, п. 4)

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие неактуально.

#### **Примечания.**

1. В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. Б1.4.1 (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

2. Здесь и далее, согласование рассматриваемой ДЗ с защитами линий (или других присоединений) предыдущего участка сети должно предусматривать также согласование с соответствующими ступенями

максимальных токовых защит, в случаях применения последних для указанных сетевых элементов.

При этом, необходимо руководствоваться указаниями [3] (Глава 5, Раздел А, п. 7 и Приложение IX), согласно которым, для согласования используется следующее (общее) выражение:

$$\underline{Z}_{СЗ} \leq 0,85 \cdot (\underline{Z}_{ЭП} + \underline{Z}_{РАСЧ} / K_{ТОК}),$$

где  $\underline{Z}_{СЗ}$  – уставка срабатывания полного сопротивления согласуемой ступени защиты;

$\underline{Z}_{ЭП}$  – полное эквивалентное сопротивление передачи между согласуемой защитой и защитой, с которой производится согласование, определяемое в расчетных условиях согласования;

$\underline{Z}_{РАСЧ}$  – полное эквивалентное сопротивление расчетной зоны, которая надежно охватывается защитой ( $K_H=1,1$ ), с которой производится согласование (в расчетных условиях согласования), при металлическом КЗ;

$K_{ТОК}$  – коэффициент токораспределения определяемый как отношение первичных значений тока в месте установки согласуемой защиты к току в месте установки защиты, с которой производится согласование (в расчетных условиях согласования).

#### **Пояснения.**

1. В качестве токовых защит, с которыми производится согласование 2-й ступени ДЗ, могут рассматриваться: первые (вторые) ступени МТЗ линий предыдущего участка сети, а также, быстродействующие защиты (токовые отсечки) на сторонах СН и НН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС в конце и на всех ответвлениях линии;

2. При согласовании ДЗ с максимальной токовой защитой (или токовым органом комбинированной защиты по току и напряжению) расчетным видом повреждения, как правило, будет замыкание между двумя фазами, поскольку



этому виду повреждения соответствует меньшее сопротивление зоны, надежно охватываемой максимальной токовой защитой, с которой производится согласование.

Расчетным является режим, при котором ток в месте установки защиты, с которой производится согласование, наименьший, а в месте установки согласуемой дистанционной защиты по возможности наибольший.

**Б1.5.1.3** Обеспечение чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25(1,5)$ ):

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \geq K_{\text{ч}} \cdot |Z_{2\text{PACЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.31})$$

где  $Z_{2\text{PACЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты (наибольшее сопротивление линии, включая ответвления);

$|(R + jX)_{\text{CP}}|$  – уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени дистанционной защиты, определяемая:

– для тупиковой линии (Л-1 на рисунке 1а) - из условий выбора уставки пункты **Б1.5.1.1** и **Б1.5.1.2** (меньшее значение);

– для тупиковой линии (Л-2 на рисунке 1а) - из условия выбора уставки п. **Б1.5.1.1**.

Для тупиковой линии (Л-3 на рисунке 1б) уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени ДЗ определяется в соответствии с настоящим условием.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунке 1, величина  $Z_{2\text{PACЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а), имеющей наибольшее сопротивление между концами ПС «А» и ПС «Б»:

$$\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_{Л1} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а), имеющей наибольшее сопротивление между концами ПС «Б» и ПС «В»:

$$\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_{Л2} = \underline{Z}_4 + \underline{Z}_5 + \underline{Z}_6.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-3 на рисунке 1б):

$$\underline{Z}_{2\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_{Л}.$$

### **Примечания.**

1. В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. **Б1.4.1** (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени ДЗ).

2. В случае невозможности обеспечения чувствительности в соответствии с требованием (Б1.31) из-за несоответствия условиям отстройки или согласования защиты линии (Б1.29) и (Б1.30), условия выбора уставки по сопротивлению срабатывания второй ступени ДЗ согласно п. **Б1.5.1.1** или п. **Б1.5.1.2.** выше должны быть изменены:

– для «нетупиковых» линий (Л-1 на рисунке 1а) согласование может выполняться со 2-й ступенью (вместо 1-й) защиты линии (линий) предыдущего участка сети;

– для «нетупиковых» и «тупиковых» линий (Л-1 и Л-2 на рисунке 1а) вместо отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов (ПС противоположного конца и на ответвлениях линии) может выполняться

согласование с быстродействующими защитами на сторонах НН и СН указанных трансформаторов.

### **Б1.5.2 Выбор уставок X2 (Z2), K0(X20).**

**Примечание.** В общем случае, выполнение расчета параметров нулевой последовательности для характеристики срабатывания второй ступени ДЗ, приведенного в данном разделе (**пункты Б1.5.2.3 - Б1.5.2.5**), является неактуальным, т.к. для линий с односторонним питанием считается достаточным применение органа ДЗ от замыканий на землю только в зоне чувствительности первой ступени ДЗ. Однако в настоящих Указаниях рассматривается вероятность возникновения такой необходимости в перспективе, в связи с развитием и усложнением схем электрических сетей 110кв и выше, и с учетом широкого внедрения микропроцессорных устройств дистанционной защиты на присоединениях указанных сетей.

Также, необходимо принять во внимание, что при расчете параметров органа от замыканий на землю 3-й ступени ДЗ (**п. Б1.6.3**, ниже), используемого для резервирования КЗ на стороне НН трансформаторов (со схемой «звезда/треугольник-11»), присоединенных в конце и на ответвлениях защищаемой линии, который рассматривается в настоящих Указаниях, используется аналогичная методика.

**Б1.5.2.1** Для устройств **MiCOM P43x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **REL670** («ABB») и **ШЭ 2607** (ООО НПП «ЭКРА») определяется уставка по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности согласно выражениям:

**Б1.5.2.1.1** По условию отстройки от коротких замыканий на сторонах низшего и среднего напряжения трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях:

$$X_2 = K_{\text{отс}} \cdot X_{2_{\text{расч.экв}}}, \quad (\text{Б1.32})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$X_{2_{\text{расч.экв}}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.1**: в соответствующих выражениях, вместо значений  $\underline{Z}$ , подставляются расчетные величины  $X$ .

**Б1.5.2.1.2** По условию согласования с первыми (вторыми) ступенями защит линии (линий) предыдущего участка сети:

$$X_2 = K_{\text{отс}} \cdot X_{2_{\text{расч.экв}}}, \quad (\text{Б1.33})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$X_{2_{\text{расч.экв}}}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.2**: в соответствующих выражениях, вместо значений  $\underline{Z}$ , подставляются расчетные величины  $X$ .

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие неактуально.

**Б1.5.2.1.3** По условию обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25(1,5)$ ):

$$X2 \geq K_{\text{ч}} \cdot X2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.34})$$

где  $X2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.3**: в соответствующих выражениях, вместо значений  $\underline{Z}$ , подставляются расчетные величины  $X$ .

$X2$  – уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени ДЗ, определяемая:

- для нетупиковой линии (Л-1 на рисунке 1а) – из условий выбора уставки п. **Б1.5.2.1.1** и п. **Б1.5.2.1.2** (меньшее значение);

- для тупиковой линии (Л-2 на рисунке 1а) – из условия выбора уставки п. **Б1.5.2.1.1**;

- для тупиковой линии (Л-3 на рисунке 1б) – в соответствии с настоящим условием.

Для тупиковой линии (Л-3 на рисунке 1б) уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени ДЗ определяется в соответствии с настоящим условием.

В качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям п. **Б1.5.2.1.1** и п. **Б1.5.2.1.2**, при выполнении условия выбора уставки **Б1.5.2.1.3**. В противном случае необходимо изменить условия согласования второй ступени ДЗ, как это указано выше в примечании к п. **Б1.5.1.3**.

**Б1.5.2.2** Для устройств **MiCOM P44x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **D30/D60** («GE Multilin») определяется уставка по полному сопротивлению прямой последовательности согласно выражениям:

**Б1.5.2.2.1** По условию отстройки от коротких замыканий на сторонах низшего и среднего напряжения трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях:

$$Z2 = K_{\text{отс}} \cdot Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.35})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.1**.

**Б1.5.2.2.2** По условию согласования с первыми (вторыми) ступенями защит линии (линий) предыдущего участка сети:

$$Z2 = K_{\text{отс}} \cdot Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.36})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.2**.

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие неактуально.

**Б1.5.2.2.3** По условию обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25(1,5)$ ):

$$Z2 \geq K_{\text{ч}} \cdot Z2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.37})$$

где  $Z2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ, определяемое аналогично указанному выше в п. **Б1.5.1.3**.

$Z2$  – уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени дистанционной защиты, определяемая:

- для нетупиковой линии (Л-1 на рисунке 1а) - из условий выбора уставки п. **Б1.5.2.2.1** и п. **Б1.5.2.2.2** (меньшее значение);
- для тупиковой линии (Л-2 на рисунке 1а) - из условия выбора уставки п. **Б1.5.2.2.1**.

Для тупиковой линии (Л-3 на рисунке 1б) уставка по сопротивлению срабатывания прямой последовательности второй ступени ДЗ определяется в соответствии с настоящим условием.

В качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям п. **Б1.5.2.2.1** и п. **Б1.5.2.2.2**, при выполнении условия выбора уставки **Б1.5.2.2.3**. В противном случае необходимо изменить условия согласования второй ступени ДЗ, как это указано выше в примечании к п. **Б1.5.1.3**.

**Б1.5.2.3** Параметры компенсации тока нулевой последовательности ( $K_0$ , или др.) для расчетной зоны второй ступени ДЗ определяются в соответствии с указаниями п. **Б1.4.2.3** (выбор уставок комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности) по выражениям:

- для устройств **MiCOM P43x** («ALSTOM Grid»/«AREVA») - (Б1.12), (Б1.13);

- для устройств **D30/D60 (GE Multilin)** - (Б1.14), (Б1.15);
- для устройств **ШЭ 2607 (ООО НПП «ЭКРА»)** - (Б1.17), если отдельная функция ДЗ от КЗ на землю применяется в качестве 2-й ступени (в расчетной зоне 2-й ступени) ДЗ линии.

**Б1.5.2.4** Для устройства защиты **REL670 («ABB»)**, как указывалось выше, в п. **Б1.4.2.4**, осуществляется отдельное задание уставки по реактивному сопротивлению нулевой последовательности –  $X_0$ :

Общим (основным) условием выбора уставки  $X2_0$  является обеспечение соответствия ее величины концу зоны чувствительности второй ступени по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности (уставка  $X2$ , определяемая в соответствии с п. **Б1.5.2.1**, выше), в том числе:

**Б1.5.2.4.1** По условию отстройки от коротких замыканий на сторонах трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях, аналогично указанному для уставки  $X2$  (п. **Б1.5.2.1.1**):

$$X2_0 = K_{\text{отс}} \cdot X2_{\text{орасч.экв}}, \quad (\text{Б1.38})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$X2_{\text{орасч.экв}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ согласно п. **Б1.5.2.1.1** (выбор уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности), определяемое в соответствии с указанным в специальных пояснениях к п. **Б1.4.2.3** (выбор уставок комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности, с учетом



возможной взаимоиндукции, вызванной наличием линий или участков линий, параллельных защищаемой ВЛ).

**Б1.5.2.4.2** По условию согласования с первыми (вторыми) ступенями защит линии (линий) предыдущего участка сети, аналогично указанному для уставки  $X2$  (п. **Б1.5.2.1.2**):

$$X2_0 = K_{\text{отс}} \cdot X2_{\text{орасч.экв}}, \quad (\text{Б1.39})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны второй ступени ДЗ;

$X2_{\text{орасч.экв}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ согласно п. **Б1.5.2.1.2**, определяемое в соответствии с указанным в специальных пояснениях к п. **Б1.4.2.3** (с учетом возможной взаимоиндукции, вызванной наличием линий или участков линий, параллельных защищаемой ВЛ).

**Б1.5.2.4.3** Уставка по сопротивлению срабатывания нулевой последовательности второй ступени дистанционной защиты  $X2_0$ , выбирается аналогично указанному для уставки  $X2$  (п. **Б1.5.2.1.3**):

– для нетупиковой линии (Л-1 на рисунке 1а) - из условий выбора уставки п. **1.5.2.4.1** и п. **1.5.2.4.2** (меньшее значение);

– для тупиковой линии (Л-2 на рисунке 1а) - из условия выбора уставки п. **1.5.2.4.1**.

– для тупиковой линии (Л-3 на рисунке 1б) уставка по сопротивлению срабатывания нулевой последовательности второй ступени ДЗ определяется в соответствии с выражением:

$$X2_0 = K_{\text{ч}} \cdot X2_{\text{ОРАСЧ.ЭКВ}}, \quad (\text{Б1.40})$$

где  $X2_{\text{ОРАСЧ.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ согласно п. **Б1.5.2.1.3** (выбор уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности), определяемое в соответствии с указанным в специальных пояснениях к п. **Б1.4.2.3** (выбор уставки комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности, с учетом возможной взаимоиндукции, вызванной наличием линий или участков линий, параллельных защищаемой ВЛ);

$K_{\text{ч}} \geq 1,25(1,5)$  – коэффициент чувствительности.

В качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям п. **Б1.5.2.4.1** и п. **Б1.5.2.4.2**, при выполнении условия п. **Б1.5.2.4.3**. В противном случае необходимо изменить условия согласования второй ступени ДЗ, как это указано выше в примечании к п. **Б1.5.1.3**.

**Б1.5.2.4** Дополнительно, характеристика срабатывания 2-й ступени функции ДЗ реле **REL670** включает следующие (основные) параметры:

– Уставка активного сопротивления прямой последовательности –  $R2_1$ , величина которой соответствует величине уставки реактивного сопротивления прямой последовательности  $X2$  (при металлическом КЗ), определяемой выше, из условий пункты **Б1.5.2.1.1–Б1.5.2.1.3**, в соответствии с выражениями (Б1.32) – (Б1.34).

– Уставка активного сопротивления нулевой последовательности –  $R2_0$ , величина которой соответствует величине уставки реактивного сопротивления нулевой последовательности  $X2_0$ , определяемой выше, из условий пунктов **Б1.5.2.4.1–Б1.5.2.4.3**, в соответствии с выражениями (Б1.38) – (Б1.40).

### Б1.5.3 Выбор уставки R2

При выборе **минимального порога** уставки  $R2$  используются те же принципы, которые применялись для расчета  $R1$  по выражению (Б1.23), т.е.:

$$R2 = 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} .$$

Расчетное выражение для определения активного сопротивления дуги  $R_{\text{ДУГИ}}$  (в первичных величинах) аналогично указанному в (Б1.22), с учетом уменьшения расчетного минимального тока в конце зоны чувствительности второй ступени дистанционной защиты.

При необходимости учета увеличения длины (раздувания) и сопротивления дуги, в случаях действия защиты на отключение с выдержками времени, можно воспользоваться следующим выражением:

$$R'_{\text{ДУГИ}} = \left( 1 + \frac{5 \cdot v \cdot t_B}{I_{\text{ДУГИ}}} \right) R_{\text{ДУГИ}}, \quad (\text{Б1.41})$$

где  $l_{\text{ДУГИ}}$  – начальная длина дуги в метрах;

$v$  – скорость ветра в м/с;

$t_B$  – время существования дуги (выдержка времени защиты) в секундах.

### Б1.5.4 Выбор уставки R2E

При выборе **минимального порога** уставки  $R2E$  используется выражение (Б1.25) с учетом предполагаемого увеличения расчетного значения

$R_{\text{ДУГИ}}$  и отношения  $\frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}}$ .

В случаях наличия промежуточной подпитки КЗ, рекомендуется использовать увеличение уставки  $R2E$ , пропорционально отношению  $X2/X1$ .

**Б1.5.5 Использование расчетных величин сопротивления дуги в устройствах цифровых защит с учетом особенностей характеристик срабатывания:**

**Б1.5.5.1** Для устройств **MiCOM P43x/P44x** («ALSTOM Grid»/«AREVA»), **REL670** («ABB»), **ШЭ 2607** (ООО НПП «ЭКРА») рабочие уставки  $R_2$  и  $R_{2E}$  второй ступени ДЗ определяются согласно указаниям пунктов **Б1.5.3**, **Б1.5.4**, соответственно, и примечаний в п.**Б1.4.5.1** (для ШЭ **2607**, см. прим. в п. **Б1.4.2.3** - выбор уставок комплексного коэффициента компенсации тока нулевой последовательности). При этом используется коэффициент запаса, принятый ранее для расчетов  $R_1$  и  $R_{1E}$ , с учетом выполнения условий отстройки характеристики срабатывания от максимальных нагрузочных режимов, как это указано выше, в п. **Б1.4.5.3**.

**Б1.5.5.2** Для устройств **D30/D60** («GE Multilin») уставка по оси активного сопротивления правой стороны характеристики срабатывания при междуфазных КЗ и/или КЗ на землю  $R_{RGT\_BLT}$  для второй ступени ДЗ определяется в следующих пределах, согласно выражениям:

$$1,25(R_{\text{ДУГИ}} + Z_R \cos \varphi_L) \leq R_{RGT\_BLT} \leq 4,5 \cdot Z_R, \quad (\text{Б1.42})$$

где  $R_{\text{ДУГИ}}$  – вторичное сопротивление дуги в месте повреждения в соответствии с п. **Б1.5.3**, п. **Б1.5.4**;

$Z_R$  – модуль уставки полного сопротивления соответствующей (второй) ступени защиты;

$\varphi$  – угол линии.

Уставка по оси активного сопротивления левой стороны  $R_{LFT\_BLT}$  принимается равной половине уставки правой стороны.

Углы правой и левой сторон, как правило, принимаются равными углу линии (RCA).

**Б1.5.6 Согласование ступеней дистанционной защиты данной линии со ступенями ДЗ предыдущей линии (линий) электропередачи по сопротивлению срабатывания** (например, согласование 2, 3 ступеней ДЗ Л-1 со 1-3 ступенями ДЗ Л-2 на рисунке 1а) в настоящих МУ (разделы Б1.5, Б1.6) традиционно рассматривается в режимах металлических КЗ (в расчетных параметрах  $Z$  линий не учитывается величина переходного сопротивления дуги КЗ).

Однако, для обеспечения селективности действия дистанционных защит последовательных элементов высоковольтной сети, необходимо согласование уставок срабатывания соответствующих зон ДЗ не только по параметрам линий электропередачи  $\underline{Z}_L$  ( $X_L$ ,  $R_L$ ), но и по параметру активного сопротивления запаса ( $R_{\text{ПЕР}}$ ).

В случаях применения на всех рассматриваемых последовательных элементах сети (линий электропередачи) дистанционных защит, имеющих полигональные (подобные) характеристики, задача согласования ступеней ДЗ по оси активного сопротивления, в основном, сводится к отстройке по величине (с соответствующим коэффициентом) от уставки  $R_{\text{ПЕР}}$  ступени ДЗ предыдущей линии, с которой производится согласование. Конечной целью такого согласования является полное (или максимально возможное) исключение зон «неселективности» характеристик срабатывания дистанционной защиты данной линии и соответствующей ступени ДЗ предыдущей линии (линий) электропередачи.

При согласовании ступеней дистанционной защиты линии, имеющих полигональную характеристику, с дистанционными защитами линий предыдущего участка сети, использующими круговые (максимально

смещенные в 1-й квадрант) характеристики срабатывания, необходимо дополнительно учитывать следующее:

– В связи с существенным различием формы круговой и полигональной характеристик срабатывания согласуемых ступеней ДЗ, при отстройке от границы круговой характеристики ступени ДЗ предыдущей линии по оси  $R$  (как указано выше), полного устранения зон «неселективности» добиться крайне трудно. В этих случаях следует стремиться к максимальному уменьшению зон «неселективности», с учетом сохранения минимально необходимой степени чувствительности согласуемой ступени ДЗ.

При этом допустимо рассматривать как возможность уменьшения величины коэффициента согласования ступеней ( $K_{отс} < 0,85$ ), при условии надежного охвата защищаемой зоны, так и возможность смещения в 3-й квадрант круговой характеристики срабатывания ступени ДЗ, с которой производится согласование.

– Если указанное согласование обуславливает значительное снижение чувствительности согласуемой ступени ДЗ (например, при согласовании с ДЗ нескольких линий разной длины, отходящих от шин предыдущей ПС), допускается выполнять согласование по активному сопротивлению только с ДЗ отдельных (наиболее длинных) линий.

Как правило (за исключением очевидно простых случаев), рекомендуется проверять достаточность и правильность согласования уставок по активному сопротивлению  $R_{пер}$  ступеней ДЗ смежных линий электропередачи графическим способом (построение характеристик срабатывания согласуемых ДЗ линий в общей системе координат  $X, R$ ).

**Б1.5.7** Время срабатывания  $t_{\text{CP}}$  данной ступени необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t_{\text{CP}} = t_{\text{PЗ}} + \Delta t \quad (\text{Б1.43})$$

где  $t_{\text{PЗ}}$  – время действия защит от междуфазных КЗ и замыканий на землю смежных присоединений на противоположном конце защищаемой линии, с которыми производится согласование (отстройка) с учетом выдежки времени УРОВ (при наличии УРОВ на противоположном конце линии);

$\Delta t$  – степень селективности, принимается равной 0,3 с.

**Примечание.** Здесь и далее степень селективности 0,3 с применима в случаях согласования устройств цифровых (микропроцессорных) защит. В случаях согласования цифровых защит с устройствами РЗА старого типа (электронные или электромеханические защиты), следует (из опыта эксплуатации) принимать степень селективности (0,4 ÷ 0,5) с.

## **Б1.6 Выбор уставок срабатывания третьей ступени дистанционной защиты**

### **Требования к третьей ступени ДЗ:**

Обеспечение надежного отключения КЗ всех видов по всей длине линии (при вероятном существовании переходного активного сопротивления дуги в месте КЗ  $R_{\text{ПЕР}} = 0 \div R_{\text{ПЕР.РАСЧ}}$ ), а также резервирование повреждения смежных присоединений.

**Б1.6.1** Уставка по сопротивлению срабатывания третьей ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю линий с односторонним питанием в радиальных сетях выбирается по условиям:

для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а)

– согласование со 2-й (3-й) степенью защиты линии (линий) предыдущего участка сети;

– согласование с резервными токовыми защитами (МТЗ) стороны ВН (или сторон НН и СН) трансформаторов ПС противоположного конца и на всех ответвлениях линии;

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ ) при металлическом КЗ в конце зоны резервирования, в качестве которой рассматривается линия (линии) предыдущего участка сети;

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемой линии.

для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б)

– резервирование КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях линии;

– обеспечение чувствительности ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) при металлическом КЗ в конце защищаемой линии.

**Примечание.** В общем случае, для всех ступеней ДЗ является обязательным требование обеспечения несрабатывания в максимальных нагрузочных режимах линии (с учетом самозапуска электродвигателей);

Однако в связи с тем, что при использовании полигональной характеристики срабатывания ДЗ, ее отстройка от векторной величины минимального сопротивления нагрузки не влияет на выбор рабочих уставок срабатывания ступеней ДЗ по оси X (или вектору Z), выполнение указанного требования рассматривается в соответствующих разделах Указаний (по двум вариантам для разных типов устройств ДЗ) в т.ч.:

– отстройка правой границы характеристики срабатывания, согласно п. **Б1.4.5.3**;

– вырез сектора нагрузки - единая функция для всех ступеней защиты, согласно п. **Б1.6.1.4**.



Указанные требования могут быть представлены (в общем виде) следующими выражениями:

**Б1.6.1.1** Резервирование металлических КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца линии и всех ее ответвлениях (с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ ):

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \geq K_{\text{ч}} \cdot |Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.44})$$

где  $Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны третьей ступени защиты, определяемое из условий выше.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунке 1 величина  $Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_{\text{T3}};$$

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_{\text{OTB1}} + Z_{\text{T1}};$$

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_{\text{T2}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а):

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_5 + Z_6 + Z_{\text{T6}};$$

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_{\text{OTB2}} + Z_{\text{T4}};$$

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_4 + Z_5 + Z_{\text{T5}}.$$

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-3 на рисунке 1б):

$$Z_{3\text{PACЧ.ЭКВ}} = Z_{\text{Л}} + Z_{\text{T}}.$$

В качестве уставки должно приниматься наибольшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

### **Примечания.**

1. В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов,

присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. Б1.4.1 (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

Например, при определении сопротивления расчетной зоны ступени по первому условию (схема сети на рисунке 1а), вышеуказанное выражение  $\underline{Z}_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}$  будет выглядеть следующим образом:

при наличии питания на стороне НН трансформатора Т-1:

$$\underline{Z}_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + (\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}) / K_{\text{ТОК}2},$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

при наличии питания на сторонах НН трансформаторов Т-1 и Т-2:

$$\underline{Z}_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 / K_{\text{ТОК}2} + (\underline{Z}_3 + \underline{Z}_{Т3}) / K_{\text{ТОК}3},$$

где  $K_{\text{ТОК}2} = I(Z_1) / I(Z_2)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_2$ ;

$K_{\text{ТОК}3} = I(Z_1) / I(Z_3)$  – коэффициент токораспределения для участка линии  $Z_3$ .

При этом следует особо учитывать, что в качестве расчетного, должен приниматься  $K_{\text{ТОК}}$ , которому соответствует наибольшая величина сопротивления, измеряемого в месте установки защиты.

2. Для тупиковых линий (Л-2 на рисунке 1а) и Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие выбора уставки срабатывания 3-й ступени ДЗ (резервирование КЗ на сторонах СН и НН присоединенных трансформаторов) рекомендуется рассматривать в качестве определяющего.

Однако, при этом также должны учитываться (например, для линий со сложной разветвленной схемой) реальные условия отстройки срабатывания защиты в максимальных нагрузочных режимах линии, или требования селективности действия указанной ступени ДЗ при КЗ на сторонах НН и СН присоединенных трансформаторов линии, имеющих значительную разницу по мощности (сопротивлению), для обеспечения которой может потребоваться ограничение зоны резервирования для одних трансформаторов, при соблюдении условий согласования с защитами, установленными на сторонах НН(СН) других трансформаторов.

Для резервирования КЗ на сторонах НН трансформаторов (со схемой «звезда/треугольник» - 11) рекомендуется, в первую очередь, использовать дистанционные органы третьей ступени, измеряющие токи и напряжения отдельных фаз (ДЗ от замыканий на землю), согласно п. **Б1.6.3**.

3. Для нетупиковых линий (Л-1 на рисунке 1а) настоящее условие выбора уставки срабатывания 3-й ступени ДЗ (резервирование КЗ на сторонах СН и НН присоединенных трансформаторов) не должно рассматриваться в качестве определяющего. При выборе уставки 3-й ступени ДЗ указанных линий, определяющими должны считаться условия, рассматриваемые ниже.

**Б1.6.1.2** Согласование со вторыми (третьими) ступенями защит линии (линий) предыдущего участка сети (дистанционной защиты и при необходимости - токовой защиты нулевой последовательности):

$$|(R + jX)_{CP}| \leq K_{OTC} \cdot |Z_{3PACЧ.ЭКВ}|, \quad (Б1.45)$$

где  $K_{OTC} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны третьей ступени ДЗ;

$Z_{3PACЧ.ЭКВ}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны третьей ступени защиты, определяемое из условий выше.

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунок 1, величина  $\underline{Z3}_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$\underline{Z3}_{\text{РАСЧ.ЭКВ}} = (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) + 0,9 \cdot \underline{Z2}(3)_{\text{Л2}},$$

где  $\underline{Z2}(3)_{\text{Л2}}$  – уставка полного сопротивления прямой последовательности 2-й (3-й) ступени дистанционной защиты линии (линий) предыдущего участка сети (Л-2 на рисунке 1а).

Величина дополнительного (понижающего) множителя «0,9» для уставки  $\underline{Z2}(3)_{\text{Л2}}$  определяется учетом коэффициента допустимой погрешности измерения ТТ ( $\alpha = -0,1$ ), в соответствии с указанным в [3] (Глава 5, Раздел А, п. 15, выражение (12)).

Для линий по схеме «тупиковая» (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б) настоящее условие неактуально.

В качестве уставки должно приниматься наименьшее из сопротивлений, полученных по расчетным условиям.

1. В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. Б1.4.1 (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

2. Согласование 3-й ступени ДЗ с защитами смежных присоединений (линий предыдущего участка сети или трансформаторов на ПС противоположного конца и на всех ответвлениях линии) должно предусматривать также согласование с соответствующими ступенями максимальных токовых защит, в случаях применения последних для указанных сетевых элементов.

При этом, необходимо руководствоваться указаниями [3] (Глава 5, Раздел А, п. 7 и Приложение IX), согласно которым, для согласования используется следующее (общее) выражение:

$$\underline{Z}_{CЗ} \leq 0,85 \cdot (\underline{Z}_{ЭП} + \underline{Z}_{РАСЧ} / K_{ТОК}) \quad (Б1.45а)$$

где  $\underline{Z}_{CЗ}$  – уставка срабатывания полного сопротивления согласуемой ступени защиты;

$\underline{Z}_{ЭП}$  – полное эквивалентное сопротивление передачи между согласуемой защитой и защитой, с которой производится согласование, определяемое в расчетных условиях согласования;

$\underline{Z}_{РАСЧ}$  – полное эквивалентное сопротивление расчетной зоны, которая надежно охватывается защитой ( $K_H=1,1$ ), с которой производится согласование (в расчетных условиях согласования), при металлическом КЗ;

$K_{ТОК}$  – коэффициент токораспределения определяемый как отношение первичных значений тока в месте установки согласуемой защиты к току в месте установки защиты, с которой производится согласование (в расчетных условиях согласования).

#### **Пояснения.**

1. В качестве токовых защит, с которыми производится согласование 3-й ступени ДЗ, могут рассматриваться: вторые (третьи) ступени МТЗ линий предыдущего участка сети, а также, МТЗ на стороне ВН, или на сторонах СН и НН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС в конце и на всех ответвлениях линии;

2. При согласовании ДЗ с максимальной токовой защитой (или токовым органом комбинированной защиты по току и напряжению) расчетным видом повреждения, как правило, будет замыкание между двумя фазами, поскольку этому виду повреждения соответствует меньшее сопротивление зоны,

надежно охватываемой максимальной токовой защитой, с которой производится согласование.

Расчетным является режим, при котором ток в месте установки защиты, с которой производится согласование, наименьший, а в месте установки согласуемой дистанционной защиты по возможности наибольший.

**Б1.6.1.3** Обеспечение чувствительности при металлическом КЗ для ДЗ нетупиковых линий (Л-1 на рисунке 1а) и тупиковых линий (Л-2 на рисунке 1а и Л-3 на рисунке 1б) – в конце защищаемой линии (с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ), и дополнительно, для ДЗ нетупиковых линий – в конце линии (линий) предыдущего участка сети (с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ ):

$$|(R + jX)_{\text{CP}}| \geq K_{\text{ч}} \cdot |Z_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}}|, \quad (\text{Б1.46})$$

где  $Z_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны третьей ступени защиты (наибольшее сопротивление защищаемой линии, включая ответвления, либо суммарное сопротивление защищаемой линии и линии предыдущего участка сети);

$|(R + jX)_{\text{CP}}|$  – уставка по сопротивлению срабатывания третьей ступени дистанционной защиты, установленная из условий выбора уставки **п. Б1.6.1.1** (определяющее условие для тупиковых линий), либо **п. Б1.6.1.2** (определяющее условие для нетупиковых линий).

В соответствии с примерами конфигурации линий на рисунке 1, величина  $Z_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  должна рассчитываться следующим образом:

Для линий по схеме «нетупиковая» (Л-1 на рисунке 1а):

$$Z_{3\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4 + Z_5 + Z_6;$$

$$\underline{Z}_{\text{ПРАСЧ.ЭКВ}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_4 + \underline{Z}_{\text{ОТВ2}}.$$

### **Примечания.**

1. В данном расчете, при необходимости, также должно учитываться наличие генерирующих источников на стороне НН трансформаторов, присоединенных к линии, как это указано в примечании к п. **Б1.4.1** (выбор уставки по сопротивлению срабатывания прямой последовательности первой ступени дистанционной защиты).

2. В случае невозможности обеспечения чувствительности в соответствии с требованием (Б1.42) из-за несоответствия условию согласования защиты линии (Б1.41), условия выбора уставки по сопротивлению срабатывания третьей ступени ДЗ согласно п. **Б1.6.1.2.** выше должны быть изменены:

– для «нетупиковых» линий (Л-1 на рисунке 1а) согласование может выполняться с 3-й ступенью (вместо 2-й) защиты линии (линий) предыдущего участка сети, или с МТЗ на сторонах СН и НН (вместо МТЗ на стороне ВН) трансформаторов, присоединенных на шинах ПС в конце и на всех ответвлениях линии;

3. Для тупиковых линий (Л-2 на рисунке 1 и Л-3 на рисунке 1б) выполнение условия (Б1.42) минимально необходимым.

**Б1.6.1.4** Устройства MICOM P43x/P44x («ALSTOM Grid»/«AREVA»), REL670 («ABB») и D30/D60 («GE Multilin») и ШЭ 2607 (ООО НПП «ЭКРА», модификация с 5-ю ступенями ДЗ), имеют специальную функцию отстройки от максимальной нагрузки питаемых ПС (минимального сопротивления нагрузки) с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки

Зона нагрузочных векторов сопротивления представлена в виде выреза в основных зонах дистанционной защиты. Необходимо определить параметры сектора нагрузки  $R_{\text{Н}}$  и  $\varphi_{\text{Н}}$  для контуров «фаза-фаза». При этом

рассматриваются режимы с максимальными аварийными перетоками мощности по ВЛ, на которой установлена защита.

Расчет минимального значения полного сопротивления нагрузки  $Z_{1H}$  выполняется согласно выражению:

$$Z_{1H} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{Н.МАКС}}}, \quad (\text{Б1.47})$$

где  $U_{\text{МИН}} = (0,8 \div 0,9) \cdot U_{\text{РАБ.МИН}}$  – минимальное допустимое рабочее напряжение на шинах ПС, в месте установки защиты с учетом самозапуска электродвигателей (междуфазное), при необходимости уточняется расчетом;

$U_{\text{РАБ.МИН}}$  – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах;

$I_{\text{Н.МАКС}} \geq K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}$  – максимальный нагрузочный ток линии с учетом самозапуска электродвигателей;

$K_{\text{САМ}} \approx 1,5 \div 2,0$  – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей, при необходимости уточняется расчетом;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$  – максимальный первичный рабочий ток линии в нормальном режиме (включая максимальный переток по линии и максимальную нагрузку отпаечных ПС линии).

По вычисленному значению  $Z_{1H}$  определяются уставки сектора нагрузки  $R_H$  и  $\varphi_H$  для контура «фаза-фаза» (или контура «фаза-земля»).

$$R_{\text{НФФ}} \leq K_{\text{ОТС}} \cdot Z_{1H} \cdot \cos(\varphi_{1H}), \quad (\text{Б1.48})$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 0,8$  – коэффициент отстройки;

$Z_{1H}$  – модуль минимального значения полного сопротивления нагрузки согласно (Б1.47);



$\varphi_{1H}$  – угол полного сопротивления нагрузки, определяемый согласно (Б1.47), либо задаваемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах.

**Примечание.** Если угол полного сопротивления нагрузки задается по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений реальных нагрузок линии, то в расчете по (Б1.47) вместо комплексных значений, могут использоваться модульные величины тока и напряжения.

Уставка по углу сектора нагрузки определяется с учетом погрешности измерений дистанционных органов 5% (в пределах изменения от 20° до 60°).

$$\varphi_H = \varphi_{1H} + \Delta\varphi \quad (\text{Б1.49})$$

где  $\varphi_{1H}$  – то же, что в (Б1.48);

$\Delta\varphi = 5^\circ$  – рекомендуемое значение с учетом погрешности измерений и определения  $\varphi_H$ .

Для отдельных типов реле: **MICOM P443 (AREVA)**, **GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)** выбор параметров отстройки от максимальной нагрузки имеет некоторые особенности:

Вместо уставки  $R_{HФФ}$  задается уставка полного сопротивления  $Z_{HФФ}$ , рассчитываемая по выражению:

$$Z_{HФФ} \leq K_{отс} \cdot Z_{1H}, \quad (\text{Б1.48a})$$

где  $K_{отс} = 0,8$  – коэффициент отстройки;

$Z_{1H}$  – модуль минимального значения полного сопротивления нагрузки согласно (Б1.47).

Кроме того, дополнительно применяется контроль минимального напряжения, который прекращает блокирование действия ступеней ДЗ в зоне

(секторе) нагрузочных режимов при глубоком снижении фазного напряжения ниже минимальной заданной уставки ( $U <$ ).

Уставка  $U <$  (в свою очередь) должна быть ниже порога возможного снижения напряжения в нагрузочном режиме (т.к. при указанном снижении напряжения предполагается безусловное наличие КЗ):

$$(U <) \leq 0,9 \cdot U_{\text{МИН.НАГР}} \quad (\text{Б1.50})$$

где  $U_{\text{МИН.НАГР}}$  – расчетное минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах, может быть принято равным величине  $U_{\text{МИН}}$ , используемой в расчете (Б1.46).

#### **Примечания.**

1. Для устройств защиты, не имеющих указанную функцию отстройки с помощью задания параметров сектора нагрузки, таких как: **MICOM P441/442 (AREVA)** должна выполняться аналогичная отстройка правой границы характеристики срабатывания (линия с односторонним питанием), или уставок срабатывания по активному сопротивлению  $R_n$ ,  $R_n E$  всех ступеней ДЗ, от минимального сопротивления нагрузочных режимов в соответствии с выражением (Б1.27), приведенным в п. **Б1.4.5.3**.

2. Для модификаций защиты **ШЭ2607 (НПП «ЭКРА»)**, использующих 3-х ступенчатую дистанционную защиту от междуфазных КЗ, отстройка от сопротивления нагрузки должна осуществляться:

– для 1-й ÷ 3-й ступеней ДЗ – в соответствии с выражением (Б1.27), приведенным в п. **Б1.4.5.3**,

– для 3-й ступени – дополнительно с помощью угла наклона правой границы характеристики срабатывания 3-й ступени ДЗ, величина которого принимается равной (или большей) уставке по углу сектора нагрузки  $\varphi_{2(\text{III})} \geq \varphi_{\text{Н}}$ , согласно выражению (Б1.49).

**Б1.6.2 Порядок расчета и расчетные формулы, применяемые для определения уставок по реактивным и активным составляющим или полному сопротивлению третьей ступени ДЗ: X3, Z3, K0 (X30), R30, R31, R3, R3E, аналогичны расчетам параметров срабатывания второй ступени дистанционной защиты (приведенным выше в п. Б1.5) для цифровых устройств серии MICOM P43x/P44x (AREVA), REL670 («ABB»), D30/D60 («GE Multilin») и ШЭ 2607 (НПП ЭКРА).**

**Б1.6.3** Использование третьей (или другой) ступени дистанционной защиты от замыканий на землю на тупиковых линиях может оказаться эффективным и целесообразным при необходимости резервирования несимметричных (двухфазных) КЗ на стороне НН трансформаторов подключенных к линии (на выводах обмотки трансформатора, соединенной в «треугольник»).

Это объясняется тем, что реле, измеряющие однофазные токи и напряжения на питающем конце линии правильно определяют угол и сопротивление при всех видах междуфазных КЗ за трансформатором, имеющим фазовый сдвиг напряжений первичной и вторичной обмоток, т.е.:

$$\underline{Z}_P = \underline{Z}_L + \underline{Z}_{TR}$$

**Б1.6.3.1** Реле, включенное на ток и напряжение фазы «А» питающей линии идентично определяет сопротивление и угол КЗ (фазовый сдвиг между напряжением током) при двухфазном КЗ «С-А» на стороне НН трансформатора с группой соединений «звезда / треугольник - 11».

Соответственно реле фазы «В» линии правильно определяет сопротивление и угол КЗ при КЗ в фазах «А-В» за трансформатором, реле фазы «С» - при КЗ в фазах «В-С».

Выбор параметров компенсации тока нулевой последовательности ( $\underline{K}_0$ , или др.) для рассматриваемой ступени ДЗ от замыканий на землю

осуществляется для соответствующей расчетной зоны защиты в сети с глухозаземленной нейтралью, например, включая данную, или данную и предыдущую линию электропередачи, с учетом требуемого коэффициента чувствительности или предыдущую линию электропередачи (при КЗ на стороне НН трансформатора коэффициент компенсации тока нулевой последовательности  $K_0$ , или реактивное сопротивление нулевой последовательности  $X_0$  в расчётном алгоритме параметров аварийного процесса не используются, т.к. токи нулевой последовательности в защите отсутствуют), а при выборе уставки  $R3E$  используется выражение (Б1.25) с учетом предполагаемого увеличения расчетного значения  $R_{\text{дуги}}$  при КЗ на ошиновке НН трансформатора.

В случаях наличия промежуточной подпитки КЗ, рекомендуется использовать увеличение уставки  $R3E$ , пропорционально отношению  $X3/X1$ .

Т.о., применение функции ДЗ от замыканий на землю линии в сети с глухозаземленной нейтралью позволяет эффективно резервировать КЗ за трансформаторами (со схемой «звезда/треугольник»), присоединенными к защищаемой линии, с правильным замером параметров любых междуфазных КЗ и с максимальной чувствительностью.

**Примечание.** «Характерной» фазой линии, замер сопротивления которой при двухфазном КЗ за трансформатором будет соответствовать реальной величине сопротивления контура КЗ, является фаза линии (и обмотки ВН), питающая фазу обмотки НН трансформатора, на выводах которой происходит двухфазное КЗ.

**Б1.6.3.2** Необходимо особо отметить, что при использовании ступеней дистанционной защиты от замыкания на землю для резервирования несимметричных (двухфазных) КЗ на стороне НН трансформаторов, подключенных на тупиковой линии, при наличии технической возможности,

следует обеспечить пуск соответствующих измерительных контуров сопротивления «фаза-земля».

Если действительный контур повреждения (с минимальным сопротивлением) может определяться функцией ДЗ, то при двухфазном КЗ за трансформатором  $Y-\Delta-11$  будет выбран соответствующий контур «фаза-земля» с замером реального полного сопротивления повреждения. Это объясняется тем, что интегрированная функция сравнения полных сопротивлений измерительных контуров (в общем случае) способна установить наименьшее из сопротивлений.

Для устройств ДЗ, в которых невозможно реализовать указанный способ резервирования междуфазных КЗ за присоединенными к линии трансформаторами с помощью дистанционных органов, измеряющих сопротивление контура «фаза-земля» (например, рассматриваемый в МУ шкаф защиты серии **ШЭ2607 НПП ЭКРА** в современном исполнении), функция резервирования междуфазных КЗ за присоединенными к линии трансформаторами, может быть реализована традиционным способом, с помощью дистанционных органов, измеряющих сопротивление контура «фаза-фаза».

В последнем случае, при расчете уставок соответствующей ступени ДЗ, необходимо учитывать увеличение модулей сопротивлений и изменение их угловых характеристик, измеряемых дистанционными органами от м/ф КЗ при двухфазных КЗ за трансформатором (со схемой «звезда/треугольник-11»), относительно действительных параметров повреждения (измеренных при трехфазном КЗ) в соответствии с указаниями, приведенными в [3] (**Приложение VI, таблица П1**). Задача резервирования может быть решена, прежде всего, с помощью увеличения уставки по оси активного сопротивления ( $R$  запаса), при выполнении условия отстройки характеристики срабатывания 3-й ступени ДЗ от максимальных нагрузочных режимов в соответствии с требованиями п. **Б1.4.5.3**, п. **Б1.6.1.4** МУ.

**Б1.6.4** Время срабатывания  $t_{CP}$  данной ступени необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t_{CP} = t_{PЗ} + \Delta t \quad (\text{Б1.51})$$

где  $t_{PЗ}$  – время действия защит от междуфазных КЗ и замыканий на землю смежных присоединений на противоположном конце защищаемой линии, с которыми производится согласование (отстройка) по сопротивлению и времени срабатывания (или только по времени срабатывания);

$\Delta t$  – степень селективности, принимается равной 0,3 с. (см. также Примечание к п. **Б1.5.7**, выше)

**Б1.6.5** Для радиальных и тупиковых линий с односторонним питанием четвертая и прочие ступени дистанционной защиты, как правило, не используются

**Б1.6.6** Особенности задания уставок для неиспользуемых ступеней ДЗ

Вывод неиспользуемых ступеней ДЗ в общем случае производится регулированием минимально возможной уставки по сопротивлению и максимально возможной уставкой ступени по времени.

Для устройства **MiCOM P43x** существует возможность отдельного вывода ступеней ДЗ регулированием значений уставки по времени «∞» и «Блокирована» соответственно.

Для устройств **REL 670**, **D30/D60** и **MiCOM P443** существует возможность вывода ступеней ДЗ специальной уставкой, отдельно для каждой ступени.

### **Б1.7 Особенности выбора уставок срабатывания дистанционных защит для кабельных линий 110 – 330 кВ**

Угол сопротивления прямой последовательности на кабельных линиях (характеристический угол линии) значительно меньше, чем на воздушных линиях при одном и том же классе напряжения. В частности, для кабелей среднего класса напряжения отношение  $R/X > 1$ . Угол КЗ (линии) может находиться в пределах  $(30 \div 40)$  эл. град. Фазы (углы) полных сопротивлений прямой и нулевой последовательности кабелей могут значительно отличаться.

При пробое изоляции кабеля возникает дуга, напряжение которой достаточно высоко из-за давления газа, например, для кабеля напряжением 110 кВ напряжение дуги составляет 1,5 кВ, а для кабеля напряжением 2,5 кВ – 380 кВ [4].

Расчет уставок по  $X, R, Z, K_0$  кабельных линий выполняется аналогично расчету уставок для воздушных линий, с учетом того, что в расчете переходного активного сопротивления дуги при междуфазных повреждениях следует использовать полное напряжение дуги в диапазоне, указанном выше  $(1,5 \div 2,5 \text{ кВ})$ , и расчетный ток междуфазного КЗ, т.е.:

$$R_{\text{ПЕР}} = R_{\text{ДУГИ}} = U_{\text{ДУГИ}} / I_{\text{ДУГИ(КЗ)}}$$

а в выражении для расчета активного сопротивления дуги при КЗ на землю  $RE$  (Б1.25) рекомендуется исключить (принять равной нулю) величину  $R_{\text{ПЕР}}$  (активное переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии).

**Примечание.** При расчетах полного сопротивления КЗ на кабельных линиях должна обязательно учитываться значительная емкостная проводимость кабеля (т.е. влияние емкостных токов на замер сопротивления КЗ).

Типичные значения отношения уставок  $R/X$  для воздушных и кабельных линий из [4] представлены ниже:

**Таблица Б2** – Типичные значения отношения уставок  $R/X$

Воздушная линия/кабель	Отношение $R/X$ уставки ступени
короткие кабели (0,5—3 км)	3–5
длинные кабели > 3 км	2–3
короткие воздушные линии <10 км	2–5
воздушные линии < 100 км	1–2
длинные воздушные линии 100—200 км	0,5–1
длинные линии СВН > 200 км	<0,5

### **Б1.8 Выбор уставок срабатывания пусковых органов дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю**

В современных цифровых дистанционных защитах для распознавания режимов короткого замыкания используются различные типовые критерии пуска ДЗ:

- Пуск по повышению фазного тока.
- Пуск по понижению напряжения.
- Пуск по параметрам нулевой последовательности.
- Пуск по сопротивлению.

Пусковой орган должен селективно определить поврежденную фазу, чтобы исключить излишние пуски по неповрежденным фазам и достоверно определить вид короткого замыкания.

В отечественной практике в дистанционных защитах (цифровые устройства) наибольшее распространение получил **пуск по сопротивлению**, поэтому далее в МУ будет рассматриваться этот вид пуска дистанционной защиты.

**Б1.8.1 Для устройств защиты MiCOM P43x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)** рекомендуется следующий порядок расчета параметров пуска ДЗ:



**Примечание.** Для устройств защиты серии **МІСОМ Р44х** рассматриваемые ниже критерии пуска ДЗ не применяются, в связи с тем, что в устройствах указанной серии используются специальные логические алгоритмы выявления повреждений в сети высокого напряжения по мгновенному изменению (приращению) тока и напряжения при КЗ, величины которых, как правило, принимаются по умолчанию ( $\Delta I = 0,1 \cdot I_{\text{НОМ.РЕЛЕ}}$  и  $\Delta U = 5\text{В}$ ) и не требуют отдельных расчетов. Однако, рекомендуется проверить чувствительность указанных уставок при КЗ в конце зоны действия последней ступени ДЗ ( $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ ).

Для того чтобы реле определяло короткое замыкание в любой точке защищаемой линии, результирующий значения  $\Delta I$  и  $\Delta U$ , измеряемые реле в точке его установки, должно быть больше значений уставок «Dir I Fwd» (Напр I Вперед) «Dir V Fwd» (Напр U Вперед). Выполнение условий описанных выше проверяется при КЗ любого вида: фаза – земля, фаза – фаза, фаза – фаза – земля, и 3-фазное КЗ.

Для пуска ДЗ устройств защиты **МІСОМ Р443** могут дополнительно использоваться уставки чувствительности по току (*Sensitivity*), которые устанавливаются отдельно для каждой ступени ДЗ и задают минимальный ток поврежденной фазы (и нейтрали):

– при междуфазных КЗ, требуется, чтобы оба фазных тока превысили заданную уставку. По умолчанию для 1-й зоны ДЗ минимальный ток составляет  $7,5\% I_n$ , а для остальных зон  $2,5\% I_n$ , что обеспечивает работу дистанционных органов до максимального отношения сопротивлений ( $X_{\text{СИСТЕМЫ}}/X_{\text{ЛИНИИ}}$ ) равного 60.

– при замыкании на землю, требуется, чтобы токи фазы и нейтрали превысили заданную уставку. По умолчанию минимальный ток составляет  $5\% I_n$ , что также обеспечивает работу дистанционных органов до максимального отношения сопротивлений ( $X_{\text{СИСТЕМЫ}}/X_{\text{ЛИНИИ}}$ ) равного 60.

### **Б1.8.1.1 Пуск по повышению фазного тока**

Пуск по повышению фазного тока контролирует фазные токи на превышение пороговых значений "*I*<sub>мин для *I*></sub>", "*I*>>" и "*I*>>>".

Срабатывание пуска по повышению фазного тока при превышении уставки срабатывания "*I*<sub>мин для *I*></sub>" вводит в работу пуск по понижению напряжения и пуск по уменьшению полного сопротивления.

Срабатывание пуска по повышению фазного тока при превышении уставки срабатывания "*I*>>" или уставки срабатывания "*I*>>>" блокирует пуск по уменьшению полного сопротивления.

#### **Б1.8.1.1.1 Выбор уставок срабатывания "*I*>>" и "*I*>>>"**

Выбор уставки срабатывания пуска по повышению фазного тока "*I*>>" производится по условию отстройки от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска, в том числе при успешном АПВ и АВР:

$$(I >>) \geq \frac{K_H \cdot K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{НАГ.МАКС}}}{K_B \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (\text{Б1.52})$$

где  $I_{\text{НАГ.МАКС}}$  – максимальное значение тока нагрузки по ВЛ;

$I_{\text{НОМ}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока;

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата реле тока;

$K_{\text{САМ}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки. Ориентировочно принимается равным  $1,5 \div 2$  или уточняется расчетом.

Уставка срабатывания пуска по повышению фазного тока "*I*>>>" не рассчитывается и не задается, она всегда равна  $2 \times "$ *I*>>".

#### **Б1.8.1.1.2 Выбор уставки срабатывания "*I*<sub>мин для *I*></sub>"**

Выбор уставки срабатывания пуска по повышению фазного тока " $I_{мин}$  для  $I >$ " производится по следующим условиям:

1) уставка срабатывания " $I_{мин}$  для  $I >$ " должна быть меньше минимального тока КЗ в конце зоны срабатывания ступени ДЗ, имеющей наибольшую уставку срабатывания.

Если ступень ДЗ, имеющая наибольшую уставку срабатывания, выполнена с действием только при междуфазных КЗ, то в качестве минимального тока принимается ток междуфазного КЗ.

Если ступень ДЗ, имеющая наибольшую уставку срабатывания, выполнена с действием при замыканиях на землю, то в качестве минимального тока принимается меньший из токов междуфазного КЗ или замыкания на землю.

$$(I_{мин} \text{ для } I >) \leq \frac{(0,3 \div 0,6) \cdot I_{мин.кз}}{I_{НОМ}}, \quad (\text{Б1.53})$$

где  $I_{мин.кз}$  – минимальный ток КЗ.

2) уставка срабатывания " $I_{мин}$  для  $I >$ " не должна ограничивать пуск по уменьшению полного сопротивления:

$$(I_{мин} \text{ для } I >) \leq \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot Z_{НАПР.ВПЕР.МАКС} \cdot I_{НОМ}}, \quad (\text{Б1.54})$$

где  $U_{мин}$  – минимальное напряжение в месте установки защиты при самозапуске нагрузки после отключения внешнего КЗ. Ориентировочно принимается равным  $(0,8 \div 0,9) \cdot U_{НОМ}$  или уточняется расчетом.

$Z_{НАПР.ВПЕР.МАКС}$  – максимальное сопротивление срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления. Величина сопротивления

$Z_{\text{НАПР.ВПЕР.МАКС}}$  в общем случае может быть рассчитана согласно выражению:

$$Z_{\text{НАПР.ВПЕР.МАКС}} = \frac{X_{\text{НАПР.ВПЕР}}}{\sin\beta} \quad (\text{Б1.55})$$

где  $X_{\text{НАПР.ВПЕР}}$  – реактивное сопротивление срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления в направлении «в защищаемый объект»;

$\beta$  – уставка срабатывания максимального угла нагрузки пуска по уменьшению полного сопротивления.

3) (необязательное условие) уставка срабатывания "*I*мин для *I*>" должна быть отстроена от тока нагрузки в нормальном режиме.

$$(I_{\text{мин для } I >}) \geq \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НПГР}}}{K_{\text{В}} \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (\text{Б1.56})$$

где  $I_{\text{НПГР}}$  – ток нагрузки в нормальном режиме.

В зависимости от выбранного диапазона динамического измерения тока (Уставка **ОСНФ: Диапазон динамического изм. I**), уставка срабатывания "*I*мин для *I*>" задается для максимального диапазона (МД) или диапазона высокой разрешающей способности – чувствительного диапазона (ЧД).

### **Б1.8.1.2 Выбор уставки срабатывания "*U*<"**

Выбор уставки срабатывания пуска по понижению напряжения "*U*<" производится по условию отстройки от минимального напряжения в месте установки защиты при самозапуске нагрузки после отключения внешнего КЗ, а также от напряжения между неповрежденной и поврежденными фазами при металлических двухфазных КЗ:

$$(U <) \leq \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{В}} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (\text{Б1.57})$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,2$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 1,05$  – коэффициент возврата реле напряжения;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения.

Учитывая то, что при двухфазных КЗ междуфазное напряжение, включающее неповрежденную фазу, уменьшается до величины  $\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)$ ,

относительно напряжения доаварийного режима, получаем:

$$(U <) \leq \frac{(0,8 \div 0,9) \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{1,2 \cdot 1,05 \cdot U_{\text{НОМ}}} = 0,55 \div 0,62. \quad (\text{Б1.58})$$

В настоящее время известны случаи излишнего пуска дистанционной защиты по причине неисправности одной из фаз ТН, например при пробое одного из его каскадов. Во избежание излишнего срабатывания защиты рекомендуется согласовывать уставку пуска по  $U <$  с уставкой  $U_2$  срабатывания БНН, т.е. исключать возможность пуска защиты по уменьшению напряжения одной фазы без изменения тока – см. п. **Б1.9.3.4**:

$$(U <) \leq U_{\text{Ч.БНН}} / (k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{ВРН}} \cdot U_{\text{НОМ}}) \quad (\text{Б1.58a})$$

где  $U_{\text{Ч.БНН}} = \sqrt{U_{\Phi}^2 + (U_{\Phi} - 3U_2)^2} + U_{\Phi} (U_{\Phi} - 3U_2)$

$U_2$  – уставка пуска БНН из п. **Б1.9.3.4.2**.

### **Б1.8.1.3 Пуск по уменьшению полного сопротивления**

Пуск по уменьшению полного сопротивления вводится в работу при превышении током заданного значения уставки срабатывания " $I_{мин}$  для  $I >$ " пуска по повышению фазного тока (согласно п. **Б1.8.2.1**). Пуск по уменьшению полного сопротивления измеряет полные междуфазные или фазные сопротивления. Режим работы пуска по уменьшению полного сопротивления может быть выполнен по одному из следующих вариантов:

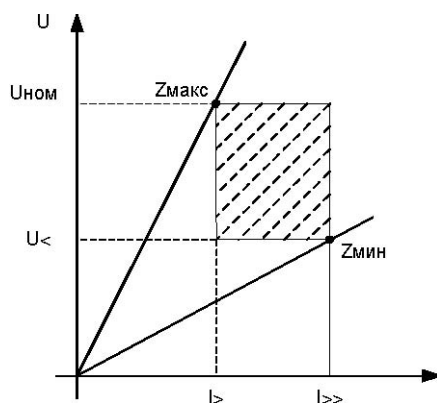
– Пуск по уменьшению полного сопротивления отключен – "*Без пуска по  $Z <$* ".

– Пуск по уменьшению полного сопротивления отключен. При срабатывании пуска по параметрам нулевой последовательности пуск по уменьшению полного сопротивления вводится в работу и замеряет фазные сопротивления (петли "фаза - земля") – "*Пуск по  $Z <$  (только  $Z_{\phi}$ )*".

– Пуск по уменьшению полного сопротивления включен и замеряет междуфазные сопротивления (петли "фаза - фаза"). При срабатывании пуска по параметрам нулевой последовательности замеры сопротивления переключаются с междуфазных сопротивлений (петли "фаза-фаза") на фазные сопротивления (петли "фаза - земля") – "*Пуск по  $Z <$  ( $Z_{\phi}, Z_{M/\phi}$ )*".

Срабатывание пуска по уменьшению полного сопротивления (как фазного, так и междуфазного) блокируется при срабатывании пуска по повышению фазного тока (уставки срабатывания " $I > > >$ " и " $I > >$ ") или срабатывании пуска по понижению фазного напряжения какой-либо из фаз (согласно п. **Б1.8.1.1** и п. **Б1.8.1.2**).

Таким образом, пуск по уменьшению полного сопротивления действует только внутри заштрихованной зоны (согласно рисунку Б13), определяемой другими видами пуска ( $I >$ ,  $I > >$ ,  $U <$ ).



**Рисунок Б13** – Зона действия пуска по уменьшению полного сопротивления

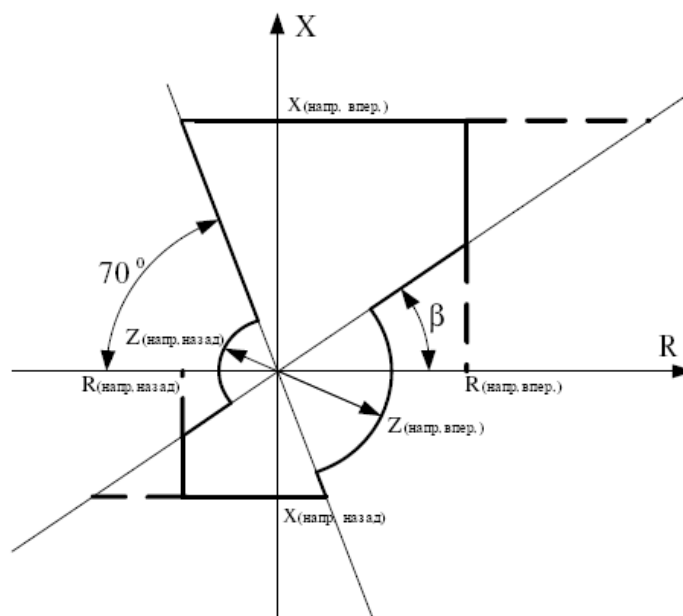
Минимальное и максимальное сопротивление зоны срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления, соответственно, определяются как:

$$Z_{(\text{МИН})} = \frac{U_{<}}{\sqrt{3} \cdot I_{>>}}, \quad Z_{(\text{МАКС})} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{>}}. \quad (\text{Б1.59})$$

Если в результате расчета окажется, что уставки пуска по уменьшению полного сопротивления меньше величины " $Z_{\text{МИН}}$ " (выражение Б1.59), то пуск по уменьшению полного сопротивления можно не использовать (отключить).

Для исключения возможного необоснованного отключения пуска по уменьшению полного сопротивления, пуск по уменьшению полного сопротивления следует включить в работу с действием при междуфазных КЗ – "*Пуск по  $Z_{<}(Z_{\phi}, Z_{\text{м}/\phi})$* ".

Характеристика срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений показана на рисунке Б14.



**Рисунок Б14** – Характеристика срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений

Направленность характеристики пуска по уменьшению полного сопротивления определяет прямая проходящая через начало координат во втором и четвертом квадрантах комплексной плоскости под углом  $70^\circ$  к оси активных сопротивлений ( $R$ ). Область характеристики, лежащая выше этой прямой (направление вперед), является характеристикой пуска по уменьшению полного сопротивления направленного "в защищаемый объект", ниже (направление назад) – направленного "вне защищаемого объекта".

Характеристика срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления задается следующими уставками:

- $X_{(\text{НАПР. ВПЕР.})}$  – уставка реактивного сопротивления срабатывания в направлении "в защищаемый объект".
- $\beta$  – уставка максимального угла нагрузки.
- $Z_{(\text{НАЗ.})}/Z_{(\text{ВПЕР.})}$  – уставка отношения полного сопротивления срабатывания в направлении "вне защищаемого объекта" к полному сопротивлению срабатывания в направлении "в защищаемый объект".



–  $Z_{(\text{НАПР. ВПЕР.}) \text{ Ф-Ф}}$  – уставка полного сопротивления срабатывания "фаза-фаза" в направлении "в защищаемый объект".

–  $Z_{(\text{НАПР. ВПЕР.}) \text{ Ф-З}}$  – уставка полного сопротивления срабатывания "фаза-земля" в направлении "в защищаемый объект".

–  $R_{(\text{НАПР. ВПЕР.}) \text{ Ф-Ф}}$  – уставка активного сопротивления срабатывания "фаза-фаза" в направлении "в защищаемый объект".

–  $R_{(\text{НАПР. ВПЕР.}) \text{ Ф-З}}$  – уставка активного сопротивления срабатывания "фаза-земля" в направлении "в защищаемый объект".

### **Выбор уставки срабатывания $X_{(\text{НАПР. ВПЕР.})}$**

Реактивное сопротивление срабатывания " $X_{(\text{НАПР. ВПЕР.})}$ " определяет уставку срабатывания пуска по оси реактивных сопротивлений и должно быть больше, чем наибольшая уставка срабатывания ступеней ДЗ по реактивному сопротивлению (как правило, третьей ступени ДЗ). Уставка срабатывания " $X_{(\text{НАПР. ВПЕР.})}$ " выбирается по условию:

$$X_{(\text{НАПР. ВПЕР.})} \geq K_{\text{СОГЛ}} \cdot X_{\text{НУ}}, \quad (\text{Б1.60})$$

где  $X_{\text{НУ}}$  – наибольшая уставка срабатывания ступеней ДЗ по реактивному сопротивлению (как правило, третьей ступени ДЗ);

$K_{\text{СОГЛ}} = 1,2$  – коэффициент согласования.

#### **Б1.8.1.4 Выбор уставки максимального угла нагрузки " $\beta$ "**

Уставка максимального угла нагрузки " $\beta$ " предназначена для отстройки характеристики срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления от наибольшего из возможных углов нагрузки.

$$\beta = \varphi_{\text{НАРГ.МАКС}} + 10^\circ, \quad (\text{Б1.61})$$

где  $\varphi_{\text{НАРГ.МАКС}}$  – наибольший из возможных углов нагрузки. Если вектор сопротивления нагрузки находится в третьем квадранте характеристики полного сопротивления, то этот угол рассчитывается как " $\varphi_{\text{НАРГ.МАКС}} - 180^\circ$ ".

Рассчитанная уставка срабатывания " $\beta$ " проверяется по условию отстройки от угла полного сопротивления ВЛ " $\varphi_{\text{ЛИНИИ}}$ " (рассчитанного по следующему выражению).

$$\beta \leq \varphi_{\text{ЛИНИИ}} - 10^\circ. \quad (\text{Б1.62})$$

Если условие выполняется, то уставка срабатывания " $\beta$ " принимается равной уставке рассчитанной согласно выражению (Б1.61).

Если последнее условие не выполняется, например, в случае передачи по ВЛ большой реактивной мощности, то уставка срабатывания " $\beta$ " задается минимально возможной ( $15^\circ$ ) или рассчитывается по следующему выражению:

$$\beta = 15^\circ \text{ или } \beta = \varphi_{\text{ЛИНИИ}} - 10^\circ \quad (\text{Б1.63})$$

#### **Б1.8.1.5 Выбор уставки соотношения полного сопротивления срабатывания $Z_{(\text{НАЗ})}/Z_{(\text{ВПЕР})}$ .**

При отсутствии "ненаправленных" ступеней ДЗ уставку срабатывания " $Z_{(\text{НАЗ})}/Z_{(\text{ВПЕР})}$ " можно принять установленную по умолчанию (0,5).

#### **Б1.8.1.6 Выбор уставки срабатывания $R_{(\text{НАПР.ВПЕР})\text{Ф-Ф}}$ .**

Активное сопротивление срабатывания "фаза-фаза" " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР})\text{Ф-Ф}}$ " ограничивает область срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления по оси активных сопротивлений при междуфазных КЗ и выбирается по следующим условиям:

Если уставка срабатывания " $\beta$ " выбрана согласно выражению (Б1.61), то уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " выбирается такой величины, чтобы она не ограничивала область срабатывания по оси активных сопротивлений (согласно рисунку Б15) ступени ДЗ, имеющей наибольшую уставку (как правило, 3-ей ступени).

$$R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi} \geq K_{\text{СОГЛ}} \cdot (Z_{\text{НУ}} \cdot \cos \alpha + R_{\text{НУ}\Phi-\Phi}) \quad (\text{Б1.64})$$

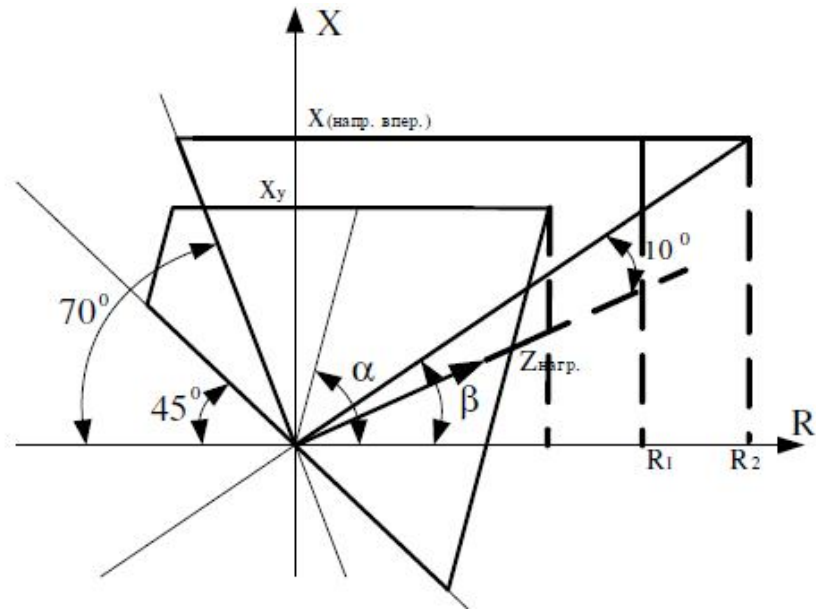
где  $Z_{\text{НУ}}$  – наибольшая уставка срабатывания ступеней ДЗ по полному сопротивлению (как правило, 3 ступени);

$R_{\text{НУ}\Phi-\Phi}$  – наибольшая уставка срабатывания ступеней ДЗ по активному сопротивлению (как правило, 3 ступени).

Рекомендуется уставку срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " принимать такой величины, чтобы она не ограничивала область срабатывания пуска по оси активных сопротивлений (согласно рисунку ниже).

$$R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi} = K_{\text{СОГЛ}} \cdot (X_{(\text{НАПР.ВПЕР.})} / \text{tg}\beta), \quad (\text{Б1.65})$$

Если уставка срабатывания " $\beta$ " выбрана согласно выражению (Б1.63), то уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " должна быть меньше минимального активного сопротивления нагрузки, рассчитанного с учетом коэффициента самозапуска (согласно рисунку Б16).



$X_1$  – уставка срабатывания ступени ДЗ имеющей наибольшую уставку (как правило, 3 ступени).

$R_1$  – уставка срабатывания  $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}}$ , рассчитанная по условию (Б1.64).

$R_2$  – уставка срабатывания  $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}}$ , рассчитанная по условию (Б1.65).

**Рисунок Б15** – Определение  $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}}$ , при уставке срабатывания  $\beta$ , выбранной по формуле (Б1.61)

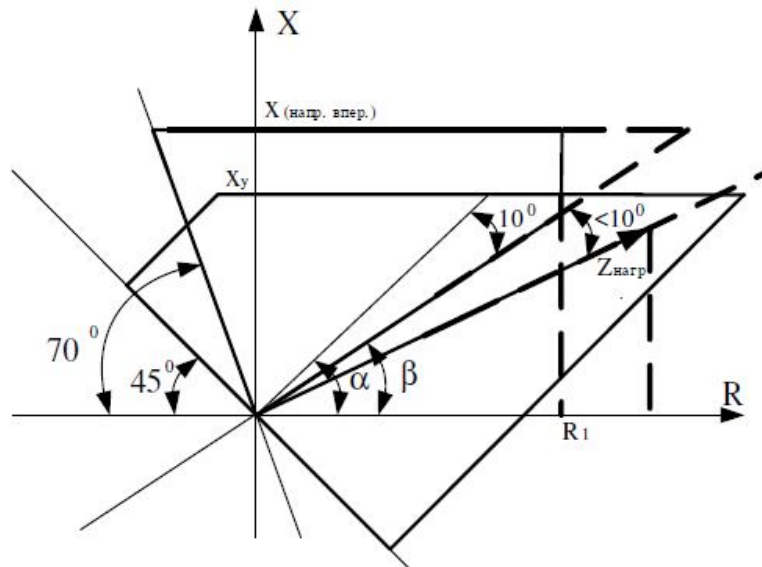
$$R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}} \leq \frac{Z_{\text{НАГР.МИН}} \cdot \cos(\varphi_{\text{НАГР.МАКС}})}{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (\text{Б1.66})$$

где  $K_{\text{В}} = 1,05$  – коэффициент возврата реле сопротивления;

$K_{\text{Н}} = 1,2$  – коэффициент надежности;

$$Z_{\text{НАГР.МИН}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{САМ}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}} / K_{\text{В}}} \quad \text{– минимальное сопротивление}$$

нагрузки с учетом самозапуска.



$X_1$  – уставка срабатывания ступени ДЗ имеющей наибольшую уставку (как правило, 3 ступени).  
 $Z_{\text{НАГР}}$  – минимальное сопротивление нагрузки.  
 $R_1$  – уставка срабатывания  $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}}$ , рассчитанная по условию (Б1.66).

**Рисунок Б16** – Определение  $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-Ф}}$ , при уставке срабатывания  $\beta$ , выбранной по формуле (Б1.62)

### Б1.8.1.7 Выбор уставки срабатывания $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-З}}$

Активное сопротивление срабатывания "фаза-земля" " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-З}}$ " ограничивает область срабатывания пуска по уменьшению полного сопротивления по оси активных сопротивлений при замыкании на землю.

При выполнении всех ступеней ДЗ с действием только при междуфазных КЗ, уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-З}}$ " задается минимально возможной (0,1 Ом).

При выполнении 1 и 4 ступеней ДЗ с действием при замыкании на землю, уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-З}}$ " выбирается по следующим условиям:

- 1) Если уставка срабатывания " $\beta$ " выбрана согласно выражению (Б1.61), то уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\text{Ф-З}}$ " выбирается аналогично

уставке срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " (согласно выражениям (Б1.64), (Б1.65) за исключением того, что в выражении (Б1.64) для расчета используется уставка срабатывания 1 ступени ДЗ " $R_{1.\Phi-3}$ ".

Для упрощения расчетов уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " принимается равной уставке срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ ".

2) Если уставка срабатывания " $\beta$ " выбрана согласно выражению (Б1.63), то уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " выбирается аналогично уставке срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " согласно выражению (Б1.66).

3) отстройки от БНН (необязательное условие):

$$\text{Min } Z_{\text{НАГР}} \leq U_{\text{ч.БНН}} / (2 \cdot k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{ВРС}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}) \quad (\text{Б1.66а})$$

где  $U_{\text{ч.БНН}} = \sqrt{U_{\Phi}^2 + (U_{\Phi} - 3U_2)^2 + U_{\Phi} (U_{\Phi} - 3U_2)}$ ;

$U_2$  – уставка пуска БНН из п. Б1.9.3.4.2

Для упрощения расчетов уставка срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " принимается равной уставке срабатывания " $R_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ ".

### Б1.8.1.8 Выбор уставки срабатывания $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$

Уставка полного сопротивления срабатывания "фаза-фаза" в направлении "в защищаемый объект" " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " определяет круговую характеристику пуска по уменьшению полного сопротивления и предназначена для пуска защиты при междуфазных КЗ со значительными величинами переходных сопротивлений в начале ВЛ. Уставка срабатывания " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " выбирается по следующим условиям:

1) согласование с уставкой срабатывания " $R_{1.\Phi-\Phi}$ " 1-й ступени ДЗ по активному сопротивлению срабатывания "фаза-фаза":

$$Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi} \geq K_{\text{СОГЛ}} \cdot R_{1,\Phi-\Phi} \quad (\text{Б1.67})$$

2) отстройки от минимального сопротивления нагрузки с учетом самозапуска:

$$Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi} \leq \frac{Z_{\text{НАГР.МИН}}}{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{В}}} \quad (\text{Б1.68})$$

Уставка срабатывания " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " принимается равной наименьшей величине, рассчитанной согласно выражениям (Б1.67), (Б1.68).

Если наименьшей из рассчитанных величин является величина согласования с уставкой срабатывания 1 ступени ДЗ (согласно выражению (Б1.67), то при необходимости обоснованной расчетами, уставку срабатывания " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-\Phi}$ " можно увеличить, но не больше величины рассчитанной по условию отстройки от минимального сопротивления нагрузки (выражению (Б1.68)).

#### **Б1.8.1.9 Выбор уставки срабатывания $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ .**

Уставка полного сопротивления срабатывания в направлении "в защищаемый объект" " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " определяет круговую характеристику пуска по уменьшению полного сопротивления и предназначена для пуска защиты при замыкании на землю со значительными величинами переходных сопротивлений в начале ВЛ.

При выполнении всех ступеней ДЗ с действием только при междуфазных КЗ, уставка срабатывания пуска " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " задается минимально возможной (0,1 Ом).

При выполнении ступеней ДЗ с действием при замыкании на землю, уставка срабатывания " $Z_{(\text{НАПР.ВПЕР.})\Phi-3}$ " выбирается аналогично уставке

срабатывания " $Z_{(НАПР.ВПЕР.)Ф-Ф}$ " (согласно выражениям (Б1.67), (Б1.68) за исключением того, что в выражении (Б1.67) для расчета используется уставка срабатывания " $R1_{Ф-З}$ " 1 ступени ДЗ по активному сопротивлению "фаза-земля".

#### **Б1.8.1.10 Выбор уставки срабатывания по току нулевой последовательности 3I0>**

Уставка срабатывания по току нулевой последовательности "3I0>" выбирается по условию обеспечения чувствительности пуска по параметрам нулевой последовательности к минимальному току замыкания на землю в конце зоны срабатывания ступени ДЗ с действием при замыкании на землю, имеющей наибольшую уставку (как правило, 1 ступени):

$$(3I0 >) < \frac{(0,4 \cdot I_{КЗ.МИН.1Ф})}{I_{НОМ}}, \quad (Б1.69)$$

где  $I_{КЗ.МИН.1Ф}$  – минимальный ток замыкания на землю.

В зависимости от выбранного диапазона динамического измерения тока, уставка срабатывания "3I0>" задается для максимального диапазона (МД) или для диапазона высокой разрешающей способности – чувствительного диапазона (ЧД).

#### **Б1.8.1.11 Выбор уставки срабатывания по напряжению нулевой последовательности 3U0>**

Уставка срабатывания по напряжению нулевой последовательности "3U0>" выбирается по условию отстройки от максимального небаланса напряжения нулевой последовательности трансформатора напряжения:



$$(3U0 >) \geq \frac{K_H \cdot K_B \cdot 3U_{0НБ}}{U_{НОМ}}, \quad (Б1.70)$$

где  $3U_{0НБ}$  – максимальный небаланс напряжения нулевой последовательности трансформатора напряжения, измеренного в нормальном (нагрузочном) режиме.

#### **Б1.8.1.12 Выбор уставок срабатывания $3U0>>$ , $t3U0>>$ и $t3I0>$**

Уставки срабатывания " $3U0>>$ " и " $t3U0>>$ " в сети с глухозаземленной нейтралью не используются и принимаются установленные по умолчанию:

$$(3U0>>) = 0,5 U_{НОМ}, (T3U0>>) = 1 \text{ с}$$

Уставка срабатывания " $t3I0>$ " используется для определения вида короткого замыкания при однофазном пуске по току одной из фаз без пуска по параметрам нулевой последовательности. Уставка срабатывания " $t3I0>$ " принимается установленная по умолчанию (0,1 с.).

#### **Б1.8.1.13 Выбор уставки $U_{\text{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР}}$**

При возникновении КЗ для расчета полного сопротивления и определения направленности пускового и дистанционных органов ДЗ используется:

- фактический угол " $\varphi_{\text{КЗ}}$ " между измеренным током и напряжением (если измеренное напряжение больше заданной уставки " $U_{\text{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР}}$ ").
- фактический угол " $\varphi_{\text{КЗ}}$ " и расчётный угол " $\varphi_{\text{Х}}$ " для расчёта которого используется напряжение предаварийного режима и измеренный ток (если измеренное напряжение меньше заданной уставки " $U_{\text{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР}}$ " но выше  $0,02 \cdot U_{НОМ}$ ).

- Заданное значение угла срабатывания " $\alpha$ " (если напряжения меньше  $0,02 \cdot U_{НОМ}$ ).

Поскольку функции расчета угла сохраняются при малых значениях напряжения, поэтому предпочтительней использовать реально измеренный угол в режимах когда это возможно. В связи с этим уставка срабатывания " $U_{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР}$ " выбирается по условию отстройки от величины максимального напряжения наводки/помехи в кабеле ТН в режиме близкого КЗ ( $U_{ПОМ.МАКС.Н}$ ) по условию:

$$U_{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР} > U_{ПОМ.МАКС.Н} \cdot K_{ОТС} \quad (Б1.71)$$

Подставив в выражение (Б1.76) числовые значения, получаем:

$$U_{СРАБ.ЗАПОМ.НАПР} > (0,005 \div 0,03) \cdot 1,5 \cdot U_{НОМ} = (0,01 \div 0,05) \cdot U_{НОМ} \cdot$$

**Б1.8.2 Для устройств защиты GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)** рекомендуется следующий порядок расчета параметров пуска ДЗ:

**Б1.8.2.1** Срабатывание ДЗ от междуфазных КЗ контролируется значением тока поврежденной петли (например, IA-IB для органа ZAB), а для ДЗ от замыканий на землю – током  $3I_0$ .

Для ДЗ от междуфазных КЗ введенная в качестве уставки ФАЗН ДЗ Z1 (2-5) КОНТР величина порогового значения умножается на  $\sqrt{3}$ .

Если позволяет величина минимального тока повреждения, то в целях предотвращения ложной работы ДЗ при неисправности цепей ТН величину уставки контроля по току целесообразно задать больше максимального нагрузочного тока. Неисправность цепей ТН наиболее критична для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ, поскольку ступени ДЗ от междуфазных КЗ с выдержкой времени надежно блокируются, а ступени ДЗ от замыканий на

землю контролируются током  $3I_0$ , который в нагрузочных режимах определяется небалансом фазных токов и его значение мало.

**Б1.8.2.2** С другой стороны, уставка токового контроля должна быть достаточно чувствительной при повреждениях в конце защищаемой зоны в минимальном режиме с учетом токораспределения:

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot I_F^{\min}}{CT_R}, \quad (\text{Б1.72})$$

где  $I_F^{\min}$  – минимальный линейный ток для ДЗ от междуфазных КЗ и минимальный ток  $3I_0$  для ДЗ от замыканий на землю при КЗ в конце защищаемой зоны;

$CT_R$  – коэффициент трансформации ТТ.

**Б1.8.2.3** Когда уровень токов КЗ не позволяет задать уставку токового контроля, для ДЗ от междуфазных КЗ, выше максимального нагрузочного тока, для исключения опережающего срабатывания ступени Z1 от междуфазных КЗ при одновременном действии Блокировки ДЗ при неисправности цепей переменного напряжения (в результате гонки сигналов), рекомендуется действие на отключение от этой степени выполнять с контролем срабатывания датчика возмущения 50DD того же источника, который используется для дистанционной защиты.

Для ДЗ от междуфазных КЗ и ДЗ от замыканий на землю не рекомендуется использовать уставку токового контроля (Б1.72) менее 0,2 о.е.

**Б1.8.3** Для устройств защиты REL670 («ABB»), рекомендуется следующий порядок расчета параметров пуска ДЗ:

В качестве Пускового органа реле используется функция Фазового селектора (PHS), определяющая поврежденную фазу (фазы) линии, а также

измерительные контуры ступеней дистанционной защиты, действующие при данном виде КЗ на отключение, и кроме того, обеспечивающая отстройку (не действие) ступеней ДЗ в максимальных нагрузочных режимах линии.

Для получения логического сигнала пуска каждого измерительного контура необходимо выполнение двух условий:

- Измерения в зоне чувствительности данного контура
- Наличие входного сигнала от функционального блока/функции фазового селектора PHS, определяющего измерительный контур (контур) повреждения.

**Б1.8.3.1** При расчете параметров срабатывания PHS (функциональный выход PHS-STCNDZ) необходимо определить следующие (основные) величины:

- уставка реактивного сопротивления прямой последовательности –  $X_1$ ;
- уставка активного сопротивления избирательного органа при междуфазных КЗ RFFwPP;
- уставка активного сопротивления избирательного органа при замыканиях на землю RFFwPE;
- уставка реактивного сопротивления нулевой последовательности –  $X_0$ .

### **Б1.8.3.2 Выбор уставок избирательных органов**

**Б1.8.3.2.1** Уставка  $X_{1PHS}$  является общей для ИО от всех видов КЗ и выбирается по условию обеспечения чувствительности к КЗ всех видов в конце защищаемой ВЛ.

В соответствии с рекомендациями изготовителя, эта уставка при однофазных замыканиях на землю и междуфазных КЗ может быть определена согласно выражению:

$$X_{1PHS} = K_{\text{ч}} \cdot X_{1nZM}, \quad (\text{Б1.73})$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{1nZM}$  – уставка по реактивному сопротивлению прямой последовательности ступени дистанционной защиты, охватывающей защищаемую ВЛ как при междуфазных КЗ, так и при замыкании на землю, в этом качестве (здесь и далее) целесообразно принять 3-ю ступень ДЗ.

При трехфазных КЗ, учитывая особенности характеристики фазового селектора, уставка  $X_{1PHS}$  (с охватом направленной ступени ДЗ) определяется согласно выражению:

$$X_{1PHS} = K_{\text{ч}} \cdot \left( \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot X_{1nZM} \right), \quad (\text{Б1.74})$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{1nZM}$  – уставка по реактивному сопротивлению при междуфазных КЗ той же ступени, что и для расчета по выражения (Б1.73).

Уставка  $X_{1PHS}$  выбирается большей из величин, рассчитанных по выражениям (Б1.73) и (Б1.74).

**Б1.8.3.2.2** Уставка  $X_{0PEPHS}$  выбирается по условию обеспечения чувствительности к однофазному замыканию на землю (с учетом принятого коэффициента компенсации током  $3I_0$ ).

В соответствии с рекомендациями изготовителя, данная уставка может быть определена:

$$X_{0PEPHS} = K_{\text{ч}} \cdot X_{0PEnZM} \quad (\text{Б1.75})$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{0PEnZM}$  – уставка по реактивному сопротивлению нулевой последовательности соответствующей ступени дистанционной защиты от замыканий на землю охватывающей защищаемую ВЛ. Как и ранее, в этом качестве принимаем 3-ю ступень ДЗ.

**Б1.8.3.2.3** Уставки  $R_{FPEFw}$  и  $R_{FPERv}$  выбираются по условию обеспечения чувствительности к однофазным замыканиям на землю в конце защищаемой ВЛ.

В соответствии с рекомендациями изготовителя, уставки при однофазных замыканиях на землю и междуфазных КЗ могут быть определены согласно выражениям:

$$\text{Если } \varphi_{\text{ЛК}} > 60^\circ: R_{FPEFw}(Rv) = K_{\text{ч}} \cdot R_{FPEnZM}, \quad (\text{Б1.76})$$

$$\text{Если } \varphi_{\text{ЛК}} < 60^\circ: R_{FPEFw}(Rv) = 2 \cdot K_{\text{ч}} \cdot \left[ \frac{R_{0PEnZM} + 2R_{1PEnZM}}{3} + R_{FPEnZM} - \frac{X_{0PEnZM} + 2X_{1PEnZM} \text{ctg}60^\circ}{3} \right], \quad (\text{Б1.77})$$

где  $X_{1PEnZM}$ ,  $X_{0PEnZM}$ ,  $R_{1PEnZM}$ ,  $R_{0PEnZM}$  – уставки по активному сопротивлению прямой и нулевой последовательностей ступени дистанционной защиты от замыканий на землю, охватывающей защищаемую ВЛ;

$R_{FPEnZM}$  – уставка по активному переходному сопротивлению в месте КЗ той же ступени;

$\varphi_{\text{ЛК}} = \arctg\left(\frac{2X_{1PE} + X_{0PE}}{2R_{1PE} + R_{0PE}}\right)$  – угол фазного сопротивления при металлическом однофазном КЗ в конце зоны действия.

**Б1.8.3.2.4** Уставки  $R_{FPPFw}$  и  $R_{FPPRv}$  выбираются по условию обеспечения чувствительности к междуфазным КЗ в конце защищаемой ВЛ.

Так как в режимах междуфазных КЗ на линии полное сопротивление петли, измеряемое ИО и измеряемое междуфазными измерительными дистанционными органами защиты, отличаются соответственно в 2 раза при двухфазных КЗ и в  $\sqrt{3}$  раз со сдвигом на угол  $-30^\circ$  при трехфазных КЗ, то уставки, формирующие характеристики срабатывания ИО, могут быть приняты:

– Для двухфазных КЗ:

$$\text{Если } \varphi_{\text{ЛК}} > 60^\circ R_{FPPFw}(Rv) = K_{\text{ч}} \cdot R_{FPPnZM}. \quad (\text{Б1.78})$$

$$\text{Если } \varphi_{\text{ЛК}} < 60^\circ R_{FPPFw}(Rv) = K_{\text{ч}} \cdot (2R_{1nZM} + R_{FPPnZM} - X_{1nZM} \cdot \text{ctg}60^\circ). \quad (\text{Б1.79})$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{1nZM}$ ,  $R_{1nZM}$ ,  $R_{FPPnZM}$  – уставки соответствующей ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ

– Для трехфазных КЗ:

$$R_{FPPFw}(Rv) = K_{\text{ч}} \cdot (2 \cdot R_{1nZM} + R_{FPPnZM}) / \sqrt{3} \quad (\text{Б1.80})$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$R_{1nZM}$ ,  $R_{FPPnZM}$  – уставки соответствующей ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ.

В этом случае, уставки  $R_{FPPFw}(Rv)$  также выбираются большими из величин, рассчитанных по выражениям (Б1.78), (Б1.79) и (Б1.80).

### **Б1.8.3.3 Выбор пусковых факторов и уставок по току избирательных органов**

Каждая ступень дистанционной защиты имеет функциональный вход  $ZMn$ -STCND, по которому осуществляются ее пуски. Вход должен быть соединен с функциональным выходом избирателя фаз PHS - STCNDZ. Выходной сигнал STCNDZ генерируется при выполнении следующих условий:

- выполнение условий измерения импеданса, т.е. замеряемый импеданс при любом повреждении должен попадать в выбранную характеристику PHS;
- выполнение условий по току, определяющих однофазное или междуфазное КЗ;
- отсутствие блокирующего сигнала от Load encroachment (замеряемые сопротивления не попадают в вырез от нагрузки).

**Б1.8.3.3.1** Работа дистанционных органов при замыкании на землю (ДОЗ) и при междуфазных КЗ (ДОМ) определяется уровнем тока нулевой последовательности при условиях:

$$|3\underline{I}_0| \geq 0,5I_{\min Op} \quad \text{и} \quad |3\underline{I}_0| \geq (INReleasePE/100) \cdot I_{\phi \max} \quad \text{для ДОЗ} \quad (\text{Б1.81})$$

$$|3\underline{I}_0| < (INReleasePE/100) \cdot I_r \quad \text{или} \quad |3\underline{I}_0| < (INBlockPP/100) \cdot I_{\phi \max} \quad \text{для ДОМ} \quad (\text{Б1.82})$$

где  $I_{\min Op} = (0,05 \div 0,1)I_r$  – минимальный ток работы защиты;

$I_r$  – номинальный ток терминала;

$I_{\phi \max}$  – максимальный из 3-х измеренных фазных токов.

Уставки  $INReleasePE$  ( $INBlockPP$ ) определяются по условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе ТТ с помощью выбора соответствующих коэффициентов согласно [2] (раздел Б. глава 8).



$$INReleasePE(INBlockPP) \geq (K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб}) \cdot 100\% , \quad (Б1.83)$$

где  $K_{отс} = 1,2 \div 1,25$  – коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,1 \div 0,05$  ( в зависимости от кратности токов);

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме (учитывается только при расчете небаланса от 3ф. КЗ):

1,0 – при выдержке времени защиты выше 0,5 с,

1,5 – при выдержке времени защиты (0,1 ÷ 0,3) с,

2,0– при выдержке времени защиты до 0,1 с;

Небаланс при 3ф. КЗ:

$$INReleasePE(INBlockPP) = (1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,1) \cdot 100\% = 18\% \approx 20\%$$

Для остальных небалансов:

$$INReleasePE(INBlockPP) = (1,2 \cdot 0,1) \cdot 100\% = 12\%$$

Если нет других ограничений, то рекомендуется принимать

$$INReleasePE=20; INBlockPP=20 \text{ (в процентах).}$$

#### **Б1.8.3.4 Проверка чувствительности по минимальному току работы дистанционных органов PHS**

Минимальный фазный ток работы дистанционных органов может задаваться в диапазоне (0,05 ÷ 0,3).

Проверку обеспечения действия дальнего резервирования по минимальному току работы следует производить при КЗ в конце зоны действия пусковых органов по X1 PHS в прямом и обратном направлениях, либо на шинах противоположного конца смежных присоединений в режиме каскада с противоположной стороны:

$$I_{\min Op} \leq \frac{I_{\phi \min} \cdot K_{K3}}{K_{\phi}}, \quad (\text{Б1.84})$$

где  $K_{\phi} \geq 1,1$  – рекомендуемое минимальное значение коэффициента чувствительности;

$K_{K3} = 1; 2; \sqrt{3}$  – значение коэффициента вида КЗ соответственно для однофазного, двухфазного и трехфазного КЗ, соответствующего токам замеряемым дистанционными органами и для указанных видов КЗ;

$I_{\phi \min}$  – фазное значение тока КЗ в минимальном режиме работы системы

#### **Б1.8.3.5 Проверка чувствительности для пусковых условий дистанционных органов пускового критерия по $3I_0$**

Проверяется в тех же режимах, что и чувствительность по минимальному току работы (п. Б1.8.3.4), а также на шинах «своего» конца.

Вторые условия выражений (Б1.81), (Б1.82) представляют собой уставку по соотношению токов  $3I_0$  и  $I_{\phi \min}$  при конкретном виде КЗ. При междуфазном КЗ, чтобы не сработал критерий  $3I_0$ , необходимо проверить, что расчетное значение тока  $3I_0$  отстроено от тока небаланса.

При однофазном КЗ, с учетом каскадности действия защит на противоположных концах резервируемых присоединений, можно предположить, что чувствительность по  $3I_0$  для ДОЗ, согласно (Б1.81), будет соблюдаться в большинстве случаев, за исключением КЗ в конце зоны дальнего резервирования, при встречном и согласном перетоке мощности по линии. Выполнение условий чувствительности для ДОЗ, по (Б1.80), автоматически обеспечивает отстройку пуска ДОМ при замыкании на землю.

Если условия пуска ДОЗ и отстройки ДОМ по  $3I_0$  не выполняются, то для обеспечения селективности необходимо выполнить одинаковыми

выдержки времени  $t_{PE}$  и  $t_{PP}$  этих ступеней, а обеспечение чувствительности к 1 ф. КЗ возложить на соответствующие ступени ТЗНП.

Для дистанционных органов PHS следует принять критерии пуска по  $3I_0$  из условий обеспечения их правильной работы в конце зон действия I - V ступеней ДЗ. Что необходимо для обеспечения работы Load encroachment.

#### **Б1.8.3.6 Выбор уставок сектора нагрузки (Load encroachment)**

На сильно нагруженных линиях имеется вероятность, что сопротивление нагрузки попадет внутрь характеристики срабатывания дистанционной защиты. Чтобы исключить ложные срабатывания при больших перетоках мощности в терминале REL670 предусмотрена функция Load encroachment - вырез нагрузки. Эта функция всегда активна, но может выводиться из действием выбором достаточно больших уставок. Сектор нагрузки вырезает из многоугольника характеристики ИО область нагрузки, как показано на рисунке Б10 Характеристика задания области нагрузочного режима.

Выбор параметров функции  $R_n$  и  $\varphi_n$  – сопротивление и угол полного сопротивления нагрузки, осуществляется в соответствии с указанным выше в п. Б1.6.1.4.

#### **Б1.8.3.7 Дополнение по направленности характеристики ДЗ**

Согласно рекомендациям изготовителя, уставки по углу для нижней границы характеристики в прямом направлении ( $-15^\circ$ ) и уставка по углу верхней границы характеристики в прямом направлении ( $+115^\circ$ ) задаются по умолчанию. Изготовитель рекомендует изменять данные значения только в том случае, если выявилась в этом необходимость при анализе параметров сети в процессе выбора уставок.

**Б1.8.4** Для устройств защиты ШЭ 2607 (НПП ЭКРА) рекомендуется следующий порядок расчета параметров пуска ДЗ.

**Б1.8.4.1** В ДЗ предусмотрено устройство блокировки от качаний (УБК), предотвращающее излишнее или ложное срабатывание быстродействующих ступеней ДЗ в режиме качаний и асинхронного хода. Пусковой орган реагирует на изменение во времени векторов тока прямой и обратной последовательности.

Запуск БК выполняется от чувствительного и грубого реле, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов обратной ДИ2 и прямой ДИ1 последовательностей.

Уставки срабатывания БК по изменению ДИ2 находятся в диапазоне от 0,04 до  $1,5 \cdot I_{НОМ}$  для чувствительного реле и от 0,06 до  $2,5 \cdot I_{НОМ}$  для грубого.

Уставки срабатывания БК по изменению ДИ1 находятся в диапазоне от 0,08 до  $3,0 \cdot I_{НОМ}$  для чувствительного реле и от 0,12 до  $5 \cdot I_{НОМ}$  для грубого.

**Примечание.** За величину тока срабатывания принимается граничное значение изменения тока, при превышении которого срабатывание происходит каждый раз из десяти следующих друг за другом измерений.

Реле БК отстроены от небаланса по току обратной последовательности при номинальном токе, с учетом возможного отклонения частоты и статического небаланса по току обратной последовательности, равном  $0,15 \cdot I_{НОМ}$ .

При КЗ БК вводит в работу быстродействующие ступени на время от 0,2 до 1 с, с последующим выводом на время от 3,0 до 12,0 с.

Медленнодействующие ступени при КЗ вводятся БК в работу на время от 3,0 до 12,0 с.

Расчет уставок ПО сводится к проверке чувствительности при уставке, принятой для расчета:

$$K_{\text{ч/2}} = \frac{I_{23\text{АЩ}}}{I_{2\text{УСТ}} \cdot K_{\text{ТТ}}}; K_{\text{ч/1}} = \frac{I_{13\text{АЩ}}}{I_{1\text{УСТ}} \cdot K_{\text{ТТ}}}, \quad (\text{Б1.85})$$

где  $I_{23АЩ}$ ,  $I_{13АЩ}$  – минимальные токи обратной и прямой последовательности в месте установки защиты при КЗ, как металлическом, так через  $R_{\text{дуги}}$  в расчетной точке (зона резервирования);

$I_{2\text{уст}}$ ,  $I_{1\text{уст}}$  – принятая уставка ПО УБК;

$K_{\text{ТТ}}$  – коэффициент трансформации ТТ.

Чувствительность ПО при КЗ на защищаемой линии не менее 1,5, в зоне резервирования – 1,2.

Уставки срабатывания грубого органа должны превышать соответствующую уставку чувствительного органа не более, чем в  $(2 \div 3)$  раза.

Рекомендованное время ввода блокировки –  $T_{\text{БЛ}} = (0,2 \div 0,4)$  с (для возможности срабатывания при КЗ быстродействующих ступеней, пока не развились качания). Время вывода –  $T_{\text{ВЫВ.БЛ}} = (6 \div 8)$  с, возможен ускоренный возврат (определяется расчетом уставок ДЗ и АПВ предыдущих ВЛ).

**Примечание.** Для линий с односторонним питанием блокирование при качаниях не используется в связи с отсутствием условий для излишнего действия ДЗ указанных линий в режимах качаний, возникающих в питающих сетях. Поэтому рассматриваемая блокировка при качаниях защиты используется только в качестве пускового органа ступеней ДЗ, и все ступени ДЗ (включая быстродействующие) следует вводить от БК, как медленнодействующие, т.е. на время ввода медленнодействующих ступеней.

**Б1.8.4.2** В устройствах защиты **ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)**, при междуфазных замыканиях с землей, предпочтение отдается измерительным органам сопротивления (ИО), включенным на междуфазные величины.

Для ввода в работу измерительных органов, включенных на фазные напряжения и компенсированные фазные токи (ДЗ от замыканий на землю) только при однофазных замыканиях на землю, предусмотрен

быстродействующий пусковой орган тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от одного из фазных токов, а также орган напряжения нулевой последовательности (РННП). Органы РТНП и РННП определяют замыкание на землю в одной фазе и действуют по схеме **ИЛИ** на деблокирование пуска фазных измерительных органов ДЗ.

Торможение (изменение порога срабатывания (РТНП) осуществляется от модуля первой гармоники тока  $I_{ТФ}$ , являющимся одним из трех фазных токов  $I_A, I_B, I_C$  и удовлетворяющим условию:

$$\text{Макс} (I_A, I_B, I_C) > I_{ТФ} > \text{Мин} (I_A, I_B, I_C),$$

Это условие определяет использование для торможения фазного тока, величина которого является средней между максимальным и минимальным значениями тока в трех фазах. При междуфазном замыкании на землю торможение будет максимальным, а при замыкании одной фазы на землю – минимальным.

Ток срабатывания нулевой последовательности  $I_{СР}^T$  **ПО РТНП** определяется в соответствии с характеристическим выражением:

$$I_{СР}^T = \text{Макс} [ I_{СР}^{(0)}; K_T \cdot (I_{ТФ} - I_{НТ}) ] \quad (\text{Б1.86})$$

где  $K_T = 0 \div 0,15$  – задаваемый коэффициент торможения;

$I_{СР}^{(0)}$  – ток срабатывания РТНП при отсутствии торможения;

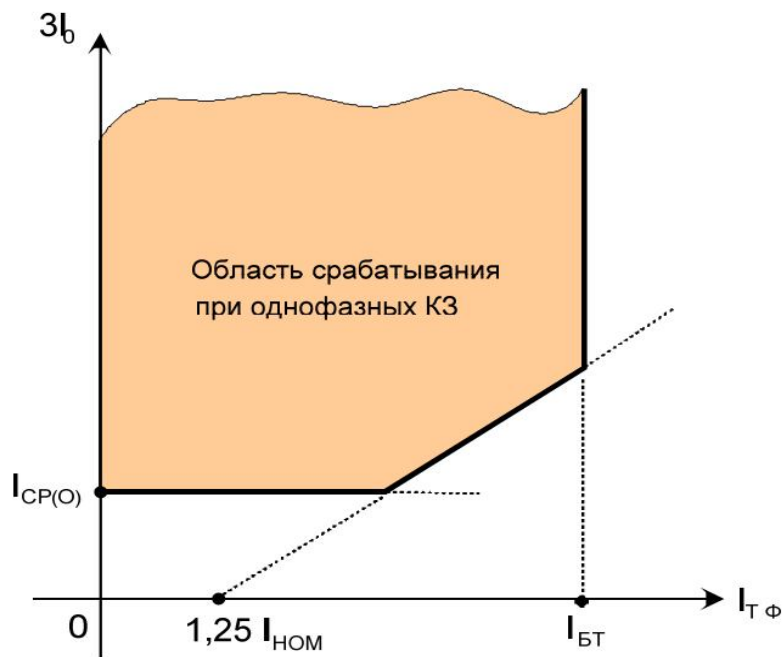
$I_{ТФ}$  – максимальный тормозной фазный ток при двухфазном КЗ;

$I_{НТ} = 1,25 \cdot I_{НОМ}$  – ток начала торможения.

Ограничение области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП и РННП производится блокирующим ПО максимального тока БТ, реагирующим на величину одного из фазных токов, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями тока в фазах (аналогично току торможения см. выше). Уставка срабатывания БТ

регулируется от  $3,0$  до  $6,0 \cdot I_{НОМ}$ . Срабатывание БТ блокирует выходные сигналы РТНП и РННП при многофазных КЗ.

Зависимость порога срабатывания РТНП от тормозного тока и ограничение области фиксации однофазных замыканий показаны на рисунке Б17.



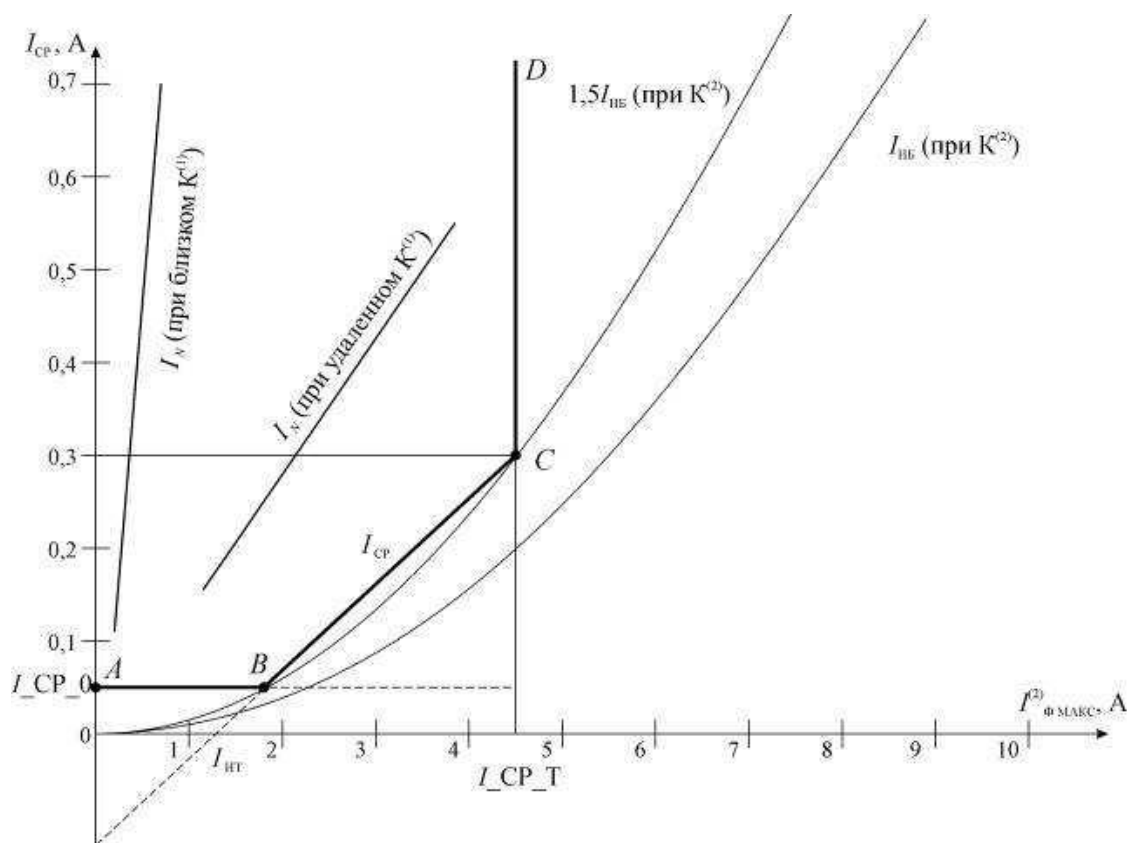
**Рисунок Б17** – Характеристика срабатывания ИО РТНП с торможением от одного из фазных токов

Ниже приводятся рекомендации разработчиков (Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ, ООО НПП «ЭКРА») по выбору уставок пускового/блокирующего органа ДЗ от КЗ на землю:

При выборе характеристики срабатывания органа **РТНП**, реагирующего на ток нулевой последовательности ( $3I_0$ ), используется зависимость тока небаланса в нулевом проводе защиты от величины тока для типовых трансформаторов тока при двухфазных КЗ  $I_{НБ} = f(I)$  с коэффициентом отстройки  $1,5$  (из материалов Технического задания на разработку устройства АПВ ВЛ сверхвысокого напряжения института «Энергосетьпроект», Москва, см. рисунок Б18).

При малых фазных токах КЗ (до 1,5 А) ток срабатывания органа - минимальный (максимальная чувствительность). Он определяется по условию отстройки от тока небаланса.

Учитывая перечисленные выше условия, начальный ток срабатывания  $I_{CP}^{(0)}$  принимается равным 0,05 А.



**Рисунок Б18** – Характеристика срабатывания РТНП по току

Согласно оценочным расчетам максимальной величины среднего вторичного тока фазы  $I_{Ф СРЕД}$  (например, фазы В при  $K^{(1)}$  на фазе А ВЛ), ток срабатывания блокирующего органа ДЗ от замыканий на землю может быть принят равным 4,5 А (для ТТ с номинальным вторичным током 1А).

По кривой зависимости  $1,5 \cdot I_{НБ} = f(I)$  выше, определяется ток срабатывания реле РТНП при  $I_{Ф МАКС} = I_{Ф СРЕД} = 4,5А$ . Он составляет 0,3А.



Аппроксимируя зависимость  $1,5 \cdot I_{\text{НБ}} = f(I)$  в диапазоне токов от 0 до 4,5А с учетом того, что  $I_{\text{CP}}^{(0)} = 0,05$  А, по выражению (Б1.86) определяются величины:

$$K_T = 0,1; I_{\text{НТ}} = 1,25 \text{ А.}$$

Окончательно выражение для  $I_{\text{CP}}^T$  РТНП при двухфазном КЗ принимает вид (для ТТ с номинальным вторичным током 1А):

$$I_{\text{CP}}^T = \max(0,05; 0,1 \cdot (I_{\text{Ф.МАКС}}^{(2)} - 1,25)). \quad (\text{Б1.87})$$

Исходя из вышесказанного, могут быть рекомендованы следующие уставки органа РТНП.

Уставка по току нулевой последовательности реле РТНП принимается равной (вторичное значение):

$$I_{\text{CP}}^{(0)} = 0,05 \text{ А.}$$

Уставка коэффициента торможения реле РТНП принимается равной:

$$K_T = 0,1.$$

Уставка блокирующего токового реле по току торможения БТ принимается равной (вторичное значение):

$$I_{\text{CP.БТ}} = (4,5 \div 5,0) \text{ А}$$

Напряжение  $U_{\text{CP}}$  РННП реле напряжения нулевой последовательности выбирается по условию отстройки от измеренного напряжения небаланса ( $U_{\text{0НБ}}$ ) в цепях напряжения  $3U_0$  определяется по выражению:

$$U_{\text{CP}} = K_{\text{ОТС}} \cdot U_{\text{0НБ}}, \quad (\text{Б1.88})$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

Коэффициенты чувствительности реле РТНП и РННП необходимо проверить при однофазном КЗ в конце линии в минимальном режиме системы. В этом режиме  $I_{\text{ФСРЕД}}$  равен току нагрузки ВЛ, т.е. меньше  $I_{\text{НТ}} = 1,25\text{А}$ , поэтому  $I_{\text{СР}}^{\text{T}} = 0,05\text{ А}$ .

$$K_{\text{ч РТНП}} = 3I_0/0,05;$$

$$K_{\text{ч РННП}} = 3U_0/U_{\text{ср}},$$

где  $3I_0$  и  $3U_0$  – ток и напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты в указанном режиме КЗ.

Для обеспечения расчетного времени действия органа ОВП хотя бы один из коэффициентов чувствительности должен быть не менее трех или одновременно для обеих величин не менее двух.

### **Б1.9 Выбор параметров настройки (уставок) функции контроля исправности цепей напряжения защит (блокировка защит при повреждении вторичных цепей напряжения ТН)**

При исчезновении напряжения измерительных органов РЗА вследствие КЗ или обрыва во вторичных цепях трансформатора напряжения, в отдельных, или всех измерительных контурах ДЗ, измеряемое напряжение снижается до нуля, что даже при незначительной величине тока в линии, как правило, вызывает ложное срабатывание дистанционных органов защиты.

Кроме того, указанные неисправности цепей напряжения приводят к неправильному действию органов направления мощности (прямой или нулевой последовательности) максимальных токовых защит, которое в свою очередь может вызвать их неселективное (излишнее) срабатывание при внешних КЗ.

В связи с этим, в устройствах дистанционной и направленных токовых защит применяется специальная функция контроля неисправности измерительных цепей напряжения (БНН), действующая на сигнал (с заданной

выдержкой времени), и без выдержки времени, на блокирование срабатывания всех ступеней ДЗ и/или ступеней токовых защит направленного действия.

### **Б1.9.1 Основные принципы действия БНН, применяемые в микропроцессорных устройствах защиты и управления «ALSTOM Grid»/«AREVA», «GE Multilin», «ABB» и ООО НПП «ЭКРА»**

Несмотря на то, что реализация принципов определения неисправностей цепей напряжения РЗА в некоторых случаях имеет существенные различия (оборудование различных производителей), как правило, можно выявить общие принципиальные решения и подходы в расчете уставок функции БНН.

В основном, функция БНН в микропроцессорных устройствах защиты выявляет неисправности во вторичных цепях напряжения ТН следующего характера:

- несимметричное исчезновение напряжения (в одной или двух фазах, без КЗ в сети ВН);
- симметричное исчезновение напряжения (одновременно в трех фазах, без КЗ в сети ВН, например, при **внезапном** отключении автоматического выключателя (АВ) во вторичных цепях ТН);
- отсутствие трех фазных напряжений (например, в случае **предварительного** отключения АВ во вторичных цепях ТН) при подаче напряжения на линию с подключенным ТН, питающим цепи РЗА (дополнительный контроль измеряемого напряжения).

Для реализации функции БНН практически все устройства защиты используют измерение только трехфазной системы напряжений основной обмотки ТН (схема «звезда с нулем»), за исключением устройства МП РЗА серии ШЭ 2607 (ООО НПП «ЭКРА»), которое кроме этого, измеряет напряжение дополнительной обмотки ТН соединенной по схеме «разомкнутый треугольник» и имеет особенности действия, изложенные ниже (согласно п. Б1.9.7).

Ниже рассматриваются особенности исполнения и определения регулируемых характеристик функции БНН в устройствах защиты различных производителей.

### **Б1.9.2 Функция «Контроль исправности цепей напряжения» устройств дистанционной защиты MICOM P43x («ALSTOM Grid»/«AREVA»)**

Функция включает в себя два вида контроля:

- Контроль исправности междуфазных напряжений.
- Контроль напряжения обратной последовательности.

#### **Б1.9.2.1 Контроль исправности междуфазных напряжений**

Контроль междуфазных напряжений срабатывает, если величина любого из междуфазных напряжений меньше чем  $0,4 \cdot U_{НОМ}$ , а величина любого из фазных токов больше чем  $0,05 \cdot I_{НОМ}$ . Уставки контроля междуфазных напряжений и токов ( $0,4 \cdot U_{НОМ}$  и  $0,05 \cdot I_{НОМ}$ ) жестко установлены (не выбираются и не задаются).

#### **Б1.9.2.2 Контроль напряжения обратной последовательности**

Контроль напряжения обратной последовательности может быть выполнен по одному из следующих вариантов:

- Пуск по напряжения обратной последовательности – «U2».
- Пуск по напряжения обратной последовательности с контролем величины любого из фазных токов (больше чем  $0,05 \cdot I_{НОМ}$ ) – «U2 с пуском по I».
- Пуск по напряжения обратной последовательности с контролем включенного положения выключателя – «U2 с пуском б/к В».

Режим работы контроля напряжения обратной последовательности рекомендуется принимать установленный по умолчанию (U2) потому, что в

этом режиме исправность цепей напряжения будет контролироваться и при отключенном выключателе ВЛ.

Контроль напряжения обратной последовательности срабатывает, если величина напряжения обратной последовательности больше чем  $0,2 \cdot U_{\text{НОМ}}$ , а величина любого из фазных напряжений больше чем  $0,7 \cdot U_{\text{НОМ}}$ . Уставка контроля напряжения обратной последовательности жестко установлены (не выбираются и не задаются).

### **Б1.9.2.3 Функция «Контроль предохранителей в цепях фазных напряжений»**

Функция "Контроль предохранителей в цепях фазных напряжений" различает КЗ в первичной сети и отсутствие напряжения во вторичных цепях ТН из-за повреждений в этих цепях (обрыв или КЗ) по следующим признакам:

– Однофазное или двухфазное повреждение во вторичных цепях ТН имеет место, если произошли значительные изменения напряжения обратной последовательности без изменения тока обратной последовательности.

– Трехфазные повреждения во вторичных цепях ТН имеют место, если произошли значительные изменения напряжения прямой последовательности без изменения тока прямой последовательности.

Если функция "Контроль предохранителей в цепях фазных напряжений" определяет возникновение повреждения во вторичных цепях ТН, то по истечении выдержки времени "*T<sub>сраб.контр.пред.U</sub>*" вводится область запоминания ЗУ.

Блокирование ДЗ производится, если область запоминания ЗУ введена и сработал пуск по повышению фазного тока «*I<sub>мин для I</sub>*» пускового органа ДЗ (в одной или более фазах), или величина напряжения обратной последовательности превысила уставку срабатывания «*U<sub>2>контр.предохр.U</sub>*».

Область запоминания ЗУ сбрасывается при одновременном выполнении следующих условий:

- Величина напряжения прямой последовательности больше  $0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$ .
- Величина напряжения обратной последовательности меньше значения уставки « $U_2 < \text{контр.предохр.} U$ ».

#### **Б1.9.2.4 Расчет и выбор уставок параметров БНН**

##### **Б1.9.2.4.1 Выбор уставки органа тока обратной последовательности « $I_2$ », контр.предохр. $U$ »**

Срабатывание органа тока обратной последовательности блокирует (запрещает) работу функции контроля предохранителей в цепях фазных напряжений в режимах КЗ.

Уставка срабатывания по току обратной последовательности « $I_2$ », контр.предохр.  $U$ » выбирается по условию отстройки от максимальной величины тока обратной последовательности при максимальном токе нагрузки по ВЛ (аналогично указанному выше выражению (...)<sup>2</sup>), и/или по условию обеспечения надежного срабатывания от минимального тока обратной последовательности при КЗ в конце зоны действия ДЗ.

Величина тока обратной последовательности по ВЛ зависит от многих факторов (нагрузки ТТ, погрешности ТТ, параметров первичной сети, нагрузки первичной сети и т.п.) и определить ее величину расчетным путем с достаточной точностью часто является затруднительным. Поэтому уставка срабатывания органа тока обратной последовательности " $I_2$ », контр.предохр.  $U$ " может быть выбрана по условию обеспечения надежного срабатывания от минимального тока обратной последовательности при КЗ в конце зоны действия ДЗ, по выражению:

$$(I2 >, \text{контр.предох.}U) \leq I2_{\text{кз.мин}} / (K_{\text{ч}} \cdot I_{\text{мин}}) \quad (\text{Б1.89})$$

где  $I2_{\text{кз.мин}}$  – минимальный ток обратной последовательности при КЗ в конце зоны действия ДЗ. В качестве зоны действия ДЗ, следует принимать зону действия ступени ДЗ, имеющей наибольшую уставку срабатывания, или зону действия пускового органа ДЗ.

#### **Б1.9.2.4.2 Выбор уставки органа напряжения обратной последовательности " $U2 >, \text{контр.предох.}U$ "**

Срабатывание органа напряжения обратной последовательности разрешает работу функции "Контроль предохранителей в цепях фазных напряжений" при величине напряжения обратной последовательности больше уставки " $U2 >, \text{контр.предох.}U$ ".

Уставка срабатывания по повышению напряжения обратной последовательности " $U2 >, \text{контр.предох.}U$ " выбирается по условию отстройки от максимальной величины напряжения обратном последовательности и нормальном (нагрузочном) режиме.

Величина напряжении обратной последовательности по ВЛ зависит от многих факторов (нагрузки ТН, погрешности ТН, параметров первичной сети, нагрузки первичной сети и т.п.) и определить ее величину расчетные путем с достаточной точностью часто является затруднительным. Поэтому при задании уставок рекомендуется величину уставки срабатывания органа напряжения обратной последовательности " $U2 >, \text{контр.предох.}U$ " принимать равной величине уставки, установленной по умолчанию и максимально возможной (0,1).

При включении защиты в работу или в процессе эксплуатации рекомендуется замерить действительную величину напряжения обратной последовательности и уточнить уставку « $U2 >, \text{контр. предох.} U$ » по выражению (Б1.89а):

$$(U_2 >, \text{контр. предохран. } U) \geq \frac{K_H \cdot K_{ВРН} \cdot U_{2 \text{ МАКС}}}{U_{НОМ}}, \quad (\text{Б1.89а})$$

где  $U_{2 \text{ МАКС}}$  – максимальное значение напряжения обратной последовательности в нормальном (нагрузочном) режиме.

#### **Б1.9.2.4.3 Выбор уставки органа напряжения обратной последовательности " $U_2 <, \text{контр. предохран. } U$ "**

Срабатывание органа напряжения обратной последовательности сбрасывает область запоминания ЗУ функции "Контроль предохранителей цепях фазных напряжений" при величине напряжения обратной последовательности меньше уставки " $U_2 <, \text{контр. предохран. } U$ ".

Уставка срабатывания по понижению напряжения обратной последовательности " $U_2 <, \text{контр. предохран. } U$ " выбирается по условию надежного срабатывания при максимальной величине напряжения обратной последовательности в нормальном (нагрузочном) режиме.

Величина напряжения обратной последовательности по ВЛ зависит от многих факторов (нагрузки ТН, погрешности ТН, параметров первичной сети, нагрузки первичной сети и т.п.) и достаточно точно определить ее величину расчетным путем не представляется возможным. Поэтому, при задании уставок рекомендуется величину уставки срабатывания органа напряжения обратной последовательности " $U_2 <, \text{контр. предохран. } U$ " принимать равной величине уставки установленной по умолчанию (0,05).

При включении защиты в работу или в процессе эксплуатации рекомендуется замерить действительную величину напряжения обратной последовательности и уточнить уставку « $U_2 <, \text{контр. предохран. } U$ » по выражению (Б1.89б):

$$(U_2 <, \text{контр. предохран. } U) \leq \frac{U_{2 \text{ МАКС}}}{K_H \cdot K_{ВРН} \cdot U_{НОМ}}. \quad (\text{Б1.89б})$$



#### **Б1.9.2.4.4 Выбор уставки органа напряжения прямой последовательности " $U_1 <, \text{контр.предохр.} U$ "**

Срабатывание органа напряжения прямой последовательности разрешает работу функции "Контроль предохранителей цепях фазных напряжений" при величине напряжения прямой последовательности меньше уставки " $U_1 <, \text{контр.предохр.} U$ ".

Уставка срабатывания по понижению напряжения прямой последовательности " $U_1 <, \text{контр.предохр.} U$ " выбирается по условия обеспечения надежного срабатывания при минимальной величине напряжения прямой последовательности в режимах трехфазных повреждений в цепях ТН (КЗ или отключении автомата ТН).

При задании уставок рекомендуется величину уставки срабатывания органа напряжения прямой последовательности " $U_1 <, \text{контр.предохр.} U$ " принимать максимально возможной (0,1).

При включении защиты в работу или в процессе эксплуатации рекомендуется замерить действительную величину напряжения прямой последовательности при отключении автомата ТН и уточнить уставку « $U_1 <, \text{контр. предохр.} U$ » по выражению (Б1.89в):

$$(U_1 <, \text{контр. предохр.} U) \leq \frac{U_{1\text{МИН}}}{K_H \cdot K_{\text{ВРН}} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (\text{Б1.89в})$$

где  $U_{1\text{МИН}}$  – минимальное значение напряжения прямой последовательности при отключении автомата ТН.

#### **Б1.9.2.4.5 Выбор уставки " $T_{\text{сраб.контр.пред.} U}$ "**

Уставку срабатывания " $T_{\text{сраб.контр.пред.} U}$ " рекомендуется принимать минимально возможной (равной нулю), чтобы заблокировать срабатывание ступеней ДЗ, действующих без выдержки времени, при повреждениях во вторичных цепях ТН.

#### **Б1.9.2.4.6 Функция "Контроль предохранителей в цепях опорного напряжения"**

Функция "Контроль предохранителей в цепях опорного напряжения" различает КЗ в первичной сети и отсутствие напряжения во вторичных цепях ТОН из-за повреждений в этих цепях (обрыв или КЗ) по следующим признакам:

- КЗ в первичной сети имеет место, если выключатель включен, и разность напряжений ТОН и шинного ТН не превышает величины  $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$ .
- Повреждение во вторичных цепях ТОН (обрыв или КЗ) имеет место, если выключатель включен, и разность напряжений ТОН, шинного ТН превышает величину  $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$ .

Уставка контроля разности напряжения ТОН и шинного ТН равна  $0,1 \cdot U_{\text{НОМ}}$  и жестко установлена (не выбирается и не задается).

Уставка срабатывания "*Тсраб.контр.пред.Uоп*" предназначена для исключения возможного срабатывания сигнализации неисправности при включении ВЛ под напряжение из-за одновременности появления сигнала о включенном положении выключателя и напряжения во вторичных цепях ТОН. Учитывая то, что контроль предохранителей в цепях опорного напряжения выполнен с действием на сигнал, допускается эту уставку принять максимальной (10 с).

**Примечание.** Все уставки по напряжению и току действия БНН задаются в относительных единицах (определяются относительно вторичных номинальных фазных величин тока и напряжения ТТ и ТН).

### **Б1.9.3 Мониторинг исправности цепей трансформатора напряжения (VTS) устройств дистанционной защиты MiCOM P441/442 («ALSTOM Grid»/«AREVA»)**

Функция мониторинга исправности цепей трансформатора напряжения (VTS) используется для определения повреждений на входах переменного напряжения реле.

Это повреждение может означать внешнее повреждение ТН, перегрузку или повреждение в соединительных цепях, идущих от трансформатора к реле. Обычно к такому же результату приводит перегорание предохранителей. При повреждении входа по напряжению могут измениться измеряемые в реле фазы напряжений, что приведет к ложному срабатыванию. Логика VTS предназначена для определения повреждений в цепях напряжения, и автоматически изменяет конфигурацию тех элементов реле, правильность работы которых может быть нарушена. Результатом работы логики VTS является выдача сигнала тревоги с выдержкой времени.

Существуют три критерия для определения повреждения в цепях напряжения:

1. Исчезновение одного или двух фазных напряжений.
2. Исчезновение всех трех фазных напряжений в нагрузочном режиме.
3. Отсутствие трех фазных напряжений при подаче напряжении на линию.

#### **Б1.9.3.1 Исчезновение одного или двух фазных напряжений**

Логика работы VTS основана на контроле появления напряжения нулевой последовательности  $U_{res}$  без наличия токов нулевой и обратной последовательностей и остаточного тока замыкания на землю (суммы фазных токов -  $S_{lph}$ ). Выполнение этого условия приводит к пуску элемента контроля VTS при потере одного или двух фазных напряжений. Блокировка элемента в аварийном режиме обеспечивается контролем токов нулевой и/или обратной последовательности. Также блокировка элемента контроля VTS вводится при

превышении любым из фазных токов значения, равного  $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$  (фиксированная уставка).

Пороговые значения элемента контроля VTS по несимметрии:

– фиксированный порог:  $U_{\text{res}} = 0,75 \cdot U_{\text{НОМ}}$ ;

– регулируемый порог для блокировки:  $I_0 = I_2 = (0 \div 1) \cdot I_{\text{Н}}$  (заводская уставка  $0,05 I_{\text{Н}}$ ).

### **Б1.9.3.2 Исчезновение всех трех фазных напряжений в нагрузочном режиме**

Если исчезают все три фазы по напряжению напряжение нулевой последовательности будет равно нулю и условие срабатывания элемента контроля VTS по нулевой последовательности не выполняется. Однако в этом случае произойдет исчезновение этих трех фазных напряжений без соответствующего изменения значений фазных токов (которое свидетельствует о начале КЗ). На практике, используется наличие мгновенного изменения (броска) поступающего в реле тока. Эта величина является разностью текущего значения тока и тока, измеренного периодом ранее. В нормальном нагрузочном режиме бросок тока близок к нулю. В аварийном режиме это условие не выполняется и пуск функции контроля VTS блокируется.

Детекторы уровня напряжения фаз имеют фиксированное значение возврата, равное 10В и срабатывания, равное 30В.

### **Б1.9.3.3 Включение линии при отключенных цепях напряжения в трех фазах.**

В предыдущем рассматриваемом случае элемент контроля VTS фиксировал исчезновение всех трех фазных напряжений без соответствующего изменения токов. Однако при подаче напряжения на линию может иметь место изменение тока (например, в результате появления тока

нагрузки или зарядного тока). Поэтому в случае подачи напряжения на линию используется иной метод контроля исправности цепей напряжения.

Равенство нулю всех трех фазных напряжений при подаче напряжения на линию может иметь две причины. Первая – 3-фазное повреждение ТН, вторая – трехфазное КЗ.

В первом случае требуется блокировка функций защиты, использующих напряжение. Для этого используется детектор максимального тока (VTS I> Inhibit) (VTS I> Блокировка), который при пуске разблокирует элемент контроля VTS.

Этот элемент должен быть установлен на пуск при любом неаварийном токе, соответствующем подаче напряжения на линию (ток нагрузки, заряда, пусковой ток трансформатора), который должен быть ниже уровня тока трехфазного замыкания. Таким образом, в случае включения на трехфазное замыкание отсутствует пуск детектора максимального тока, и элемент контроля VTS остается заблокированным.

Эта логика вводится только для линии в рабочем состоянии (так как индицируется логикой нерабочего состояния реле), чтобы предотвратить работу этого элемента для линии в нерабочем состоянии, когда напряжение отсутствует и не происходит срабатывания элемента максимального тока (VTS I> Inhibit).

Действие любого элемента контроля ТН осуществляется следующим образом:

- сигнализация неисправности цепей ТН (с выдержкой времени «Time Delay»);
- мгновенная блокировка элементов дистанционной защиты;
- переход в ненаправленный режим работы направленных максимальных токовых элементов.

Для элемента контроля ТН существует режим запоминания, который включается по истечении выдержки времени VTS Time Delay.

Зафиксированный сигнал может быть сброшен двумя способами. Первый способ – ручной через пульт управления на лицевой панели (или дистанционно по локальной сети), результатом является сброс элемента контроля ТН. Вторым способом – восстановление нормального уровня трехфазного напряжения. При этом элемент контроля ТН сбрасывается и разрешается работа элементов дистанционной защиты.

Если для защиты выходных цепей трансформатора напряжения применяется автоматически выключатель (МСВ), целесообразно использовать его вспомогательные контакты для сигнализации трехфазного отключения цепей напряжения.

Как было сказано выше, логика контроля ТН может работать правильно и без использования этих контактов. Однако, сигнал “МСВ Open” (Автомат отключен) на входе реле может также запустить соответствующую блокировку.

### **Б1.9.3.4 Расчет и выбор уставок параметров БНН**

**Б1.9.3.4.1** Рекомендуемая величина уставки блокировки по току несимметрии ( $VTS I_{0>}&I_{2>}$ ) определяется по выражению (Б1.90) в относительных единицах (относительно вторичного номинального тока ТТ).

$$(VTS I_{0>} \& I_{2>}) \geq (0,06 \div 0,1) \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}, \quad (\text{Б1.90})$$

где  $I_{\text{НАГР.МАКС}}$  – максимальный нагрузочный ток линии (вторичная величина, А).

Величины небалансов токов и напряжений рассматриваются при отсутствии источников, вызывающих повышенную несимметрию (неполная транспозиция, тяговая нагрузка, неполнофазные режимы работы ВЛ и др.). Если расчетные условия отличаются от реальных, то эти величины должны быть скорректированы с учетом конкретных условий.

**Б1.9.3.4.2** Рекомендуемая величина уставки блокировки по минимальному напряжению фаз (Detect 3P) определяется по условию отстройки от остаточного напряжения (в месте установки терминала) при снижении напряжения за счет пусковых токов при включении линии (бросок тока намагничивания АТ, пусковые токи электродвигателей, нагрузка и т.д.):

$$(\text{Detect } 3P) \leq K_{\text{отс}} \cdot U_{\text{отс}}, \quad (\text{Б1.91})$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,75 \div 0,85$  – коэффициент отстройки;

$U_{\text{отс}} = 0,5 \cdot U_{\text{НОМ}}$  – остаточное фазное напряжение (вторичная величина, В).

Задается во вторичных именованных единицах (В).

**Б1.9.3.4.3** Чувствительность выявления броска тока (Delta I) устанавливается  $0,1 \cdot I_{\text{НОМ.ТТ}}$  в относительных единицах (относительно вторичного номинального тока ТТ).

#### **Б1.9.4 Мониторинг исправности цепей трансформатора напряжения (VTS) дистанционной защиты устройств MiCOM P443 («ALSTOM Grid»/«AREVA»)**

Функция контроля ТН (VTS) служит для обнаружения неисправности вторичных цепей ТН, подключенных к аналоговым входам реле. Неисправность цепей может быть вызвана закорачиванием или обрывами жил контрольного кабеля. Обычно это приводит к перегоранию одного или нескольких предохранителей или отключению автомата вторичных цепей ТН. Результатом неисправности цепей может быть ошибочное измерение напряжений системы, что в свою очередь может вызвать неправильную работу реле.

При обнаружении неисправности цепей напряжения функция контроля цепей ТН автоматически изменяет конфигурацию защит, работа которых связана с измерениями напряжений сети. Кроме этого, функция с заданной выдержкой времени генерирует соответствующее сообщение сигнализации.

Выходной сигнал функции контроля ТН может сформироваться по сигналу об отключении автомата ТН (поданного в терминал защиты через дискретный вход), или как выходной сигнал внутренней логики обработки результатов измерения напряжений, или результатом того и другого. Для выбора логики формирования выходного сигнала используется уставка «VTS Mode» (Режим функции контроля ТН).

Доступный выбор уставок: «Measured + MCB» (Измерения + Автомат ТН) или «Measured only» (Только измерения) или «MCB Only» (Только автомат ТН).

При выполнении контроля цепей ТН необходимо предусмотреть три следующие ситуации:

1. Исчезновение одного или двух фазных напряжений.
2. Исчезновение всех трех фазных напряжений в режиме нагрузки на линии.
3. Отсутствие всех трех фазных напряжений при постановке линии под напряжение.

#### **Б1.9.4.1 Исчезновение одного или двух фазных напряжений**

Функция контроля цепей ТН срабатывает по появлению напряжения обратной последовательности, если при этом отсутствует ток обратной последовательности. Это принцип обеспечивает определение обрыва одной или двух фаз напряжения. Модуль контроля цепей ТН остается в неактивном состоянии при коротких замыканиях в сети, сопровождающихся появлением как напряжения, так и тока обратной последовательности.

Использование в качестве рабочего параметра симметричные составляющие обратной последовательности гарантирует правильную работу даже при использовании трехстержневых ТН или ТН с соединением обмоток ‘V’.

#### **Орган обратной последовательности функции контроля цепей ТН:**



Пороговое значение напряжения обратной последовательности  $U_2=10$  В, уставка по току обратной последовательности  $I_2$  регулируется в диапазоне от 0,05 до 0,5  $I_{НОМ}$ , (значение уставки по умолчанию 0,05  $I_{НОМ}$ ).

#### **Б1.9.4.2 Исчезновение всех трех фазных напряжений в режиме нагрузки линии**

При исчезновении напряжений во всех трех фазах, отсутствует и напряжение обратной последовательности необходимое для срабатывания органа контроля цепей ТН. Однако если реле обнаружит исчезновение всех трех фаз напряжения и при этом не обнаружит изменения тока хотя бы в одной из фаз (что могло бы сигнализировать о появлении короткого замыкания в первичной сети), орган контроля цепей ТН также сработает. На практике, при коротком замыкании, реле обнаруживает сигнал, который и говорит о наличии быстрого изменения тока. Данный сигнал генерируется при сравнении текущего значения тока (измеряемого в данный момент) с током ровно один период назад. Следовательно, в нормальном режиме бросок тока должен быть близок к нулю.

При возникновении короткого замыкания появляется сигнал обнаружения броска тока, что предотвращает ложную работу органа контроля цепей ТН.

Детекторы уровня напряжения фаз имеют фиксированное значение возврата, равное 10 В и срабатывания, равное 30 В.

Чувствительность органа обнаружения броска тока также фиксирована и составляет 0,1  $I_{НОМ}$ .

#### **Б1.9.4.3 Отсутствие трех фазных напряжений при постановке линии под напряжение**

Если по ошибке или по какой либо иной причине цепи напряжения изолированы от реле, то при постановке линии под напряжение может произойти неправильная работа защит связанных с измерением напряжения.

Описанный в предыдущем разделе метод позволяет обнаружить неисправность цепей ТН если исчезновение трех фаз напряжения не сопровождается изменением токов фаз. Однако при включении линии вероятно появление броска тока, вызванный либо током нагрузки либо током заряда линии. Следовательно, для обнаружение неисправности цепей напряжения при постановке линии под напряжение требуется альтернативным методом.

Отсутствие измерений трех фазных напряжений при постановке линии под напряжение может результатом одной из двух ситуаций. Первая это неисправность цепей всех трех фаз и вторая это включение линии на близкое трехфазное КЗ. В первом случае требуется блокировка всех защит связанных с измерением напряжения.

Для различия между двумя описанным случаями функция контроля цепей ТН использует орган максимального тока ( $VTS I > Inhibit$ ) (Запрет контроля ТН при превышении  $I >$ ), который используется для предотвращения блокирования органа контроля цепей ТН при токе, превышающем заданную уставку.

При постановке линии под напряжение с неисправными цепями ТН и недействии органа максимального тока функции БНН, последует блокировка защит связанных с измерениями напряжения. Включение на КЗ приведет к срабатыванию органа максимального тока и блокирование защит от данной функции не последует.

Эта логика должна вводиться в работу лишь при включении выключателя (по данным от логики определения отключения полюса) для предотвращения срабатывания при отсутствии напряжения в системе, т.е. при отсутствии всех напряжений и не срабатывании органа максимального тока  $VTS I > Inhibit$ .

БНН может реагировать на работу функции контроля цепей ТН следующим образом:

– Только работа сигнализации, если для функции задана уставка Indication.

– Выборочная блокировка защит связанных с цепями напряжения.

– Выборочный перевод токовых защит из направленных в ненаправленные (опция доступна лишь если задана уставка 'Blocking').

Органы VTS I> Inhibit и VTS I2> Inhibit служат для деблокирования функции контроля цепей ТН при КЗ в случае срабатывания блокировки. Однако, при срабатывании блокировки при неисправности цепей ТН было бы нежелательно чтобы последующие короткие замыкания всякий раз ее снимали. Поэтому срабатывание блокировки фиксируется по истечении выдержки времени установленной на таймере VTS Time Delay. Как только блокировка встала на «самоподхват» метод снятия с «подхвата» определяется уставкой заданной в ячейке VTS Reset Mode (Режим возврата).

Возможны два варианта уставки Manual (ручной) и Auto (автоматический). Первый вариант уставки предусматривает съём «подхвата» через интерфейс передней панели реле (или средствами удаленной связи с реле) при условии, что сняты условия срабатывания функции контроля цепей ТН, а второй вариант Auto (автоматический) снимает «подхват» подачей трех фазных напряжений превышающих уставку детектора напряжения фаз упомянутую ранее.

Сигнализация срабатывания органа контроля цепей ТН появляется по истечении выдержки времени таймера VTS Time Delay. В тех случаях, когда задано действие функции только на сигнал, возможна неправильная работа защиты, в зависимости от того какие защиты введены в работу. В этом случае при работе защит на отключение индикация работы органа контроля цепей ТН появляется до истечения выдержки времени таймера VTS Time Delay.

В тех случаях, когда для защиты вторичных цепей ТН используется автомат, обычной практикой является использование его вспомогательных контактов для подачи в реле сигнала об отключении автомата в цепях ТН. Как

описано ранее, функция контроля цепей ТН способна правильно работать и без использования данного входного сигнала. Однако такая возможность в реле предусмотрена, для того, чтобы облегчить адаптацию реле к различным вариантам организации вторичных цепей ТН встречающихся на практике в энергосистемах. Таким образом активирование дискретного входа связанного в логической схеме реле с МСВ/VTS обеспечивает необходимую блокировку защит, связанных с измерением напряжения.

#### **Б1.9.4.4 Расчет и выбор уставок параметров БНН**

**Б1.9.4.4.1** Рекомендуемая величина уставки блокировки по току несимметрии (*VTS I2> Inhibit*) определяется аналогично указанному выше выражению (Б1.90) в относительных единицах (относительно вторичного номинального тока ТТ).

**Б1.9.4.4.2** Рекомендуемая величина уставки по максимальному току (*VTS I> Inhibit*) выбирается в диапазоне  $(0,08 \div 32) \cdot I_{НОМ}$  в относительных единицах (относительно первичного номинального тока ТТ) по выражению:

$$0,8 \cdot I_{КЗ.МИН} / I_{НОМ} > (VTS I > Inhibit) > 1,25 \cdot I_{ВКЛ} / I_{НОМ}, \quad (Б1.92)$$

где  $I_{ВКЛ}$  – максимально возможный первичный ток по линии при постановке ее под напряжение (нагрузка, ток заряда линии, бросок тока намагничивания трансформатора);

$I_{КЗ.МИН}$  – первичный ток близкого трехфазного замыкания в минимальном режиме работы питающей энергосистемы;

$I_{НОМ}$  – номинальный первичный ток ТТ.

**Примечание.** Изменение других параметров чувствительности функции БНН (по току и напряжению), предустановленных изготовителем, не предусматривается.

### **Б1.9.5 Функция неисправностей ТН устройств дистанционной защиты GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)**

Логика реле включает схему выявления неисправности цепей ТН. Элемент неисправности цепей ТН может быть использован для запуска элементов сигнализации и/или блокировки элементов, которые могут сработать ложно при полном или частичном падении напряжения переменного тока, вызванного неисправностью одной или более цепей ТН.

Могут быть заблокированы (при помощи входа БЛОКИР) некоторые элементы, например дистанционные элементы, МТЗ с торможением по напряжению и элементы направленной токовой защиты.

Случаи неисправности цепей ТН делятся на две категории:

- Категория «А»: потеря одной или двух фаз.
- Категория «В»: потеря всех трех фаз.

**Б1.9.5.1** Для каждой категории БНН используются разные методы выявления неисправности цепей ТН.

– Показателем неисправности цепей ТН категории «А» является значительный уровень напряжения обратной последовательности.

– Показателем неисправности цепей ТН категории «В» является наличие тока прямой последовательности и незначительный уровень напряжения прямой последовательности.

**Б1.9.5.2** Вышеуказанные показатели неисправности цепей ТН могут также присутствовать при наличии КЗ в системе, поэтому предусмотрено выявление КЗ и блокировка элемента неисправности цепей ТН во время этих событий. Как только появится условие неисправности цепей ТН, оно будет удерживаться до тех пор, пока вызвавшая его причина не будет устранена.

**Б1.9.5.3** Предусмотрено дополнительное условие для блокирования сообщения о неисправности цепей ТН, когда контролируемая линия отключена.

Значения напряжения и тока прямой последовательности при этом ниже пороговых уровней.

**Примечание.** Изменение параметров чувствительности функции БНН (по току и напряжению), предустановленных изготовителем, не предусматривается.

**Б1.9.5.4** Кроме выявления пропадания одной, двух или трех фаз цепей напряжения предусмотрен дополнительный орган выявления обрыва нулевого провода цепей напряжения. Орган выявления обрыва нулевого провода цепей напряжения реагирует на увеличение уровня 3-ей гармоники в утроенном напряжении нулевой последовательности  $3U_0$ , рассчитанном из фазных напряжений. Для ввода в работу органа выявления обрыва нулевого провода необходимо для параметра «**Обнаруж обрыва нулев пров**» задать значение «**Введен**».

Значение уставки срабатывания по уровню 3-ей гармоники «**3-я гармоника Пуск**» должно быть задано большим, чем максимальное значение уровня 3-ей гармоники в утроенном напряжении нулевой последовательности в нормальном режиме.

При отсутствии сведений об ожидаемом уровне 3-ей гармоники рекомендуется задать значение по умолчанию 0,1 о.е. и уточнить значение уставки в процессе эксплуатации.

Уставка срабатывания по уровню 3-ей гармоники задается в относительных единицах, Одна относительная единица соответствует номинальному вторичному напряжению ТН.

## **Б1.9.6 Контроль цепей переменного напряжения (RFUF) устройств дистанционной защиты «ABB» REL670**

### **Б1.9.6.1 Назначение.**

Назначение функции контроля цепей переменного напряжения (FSD) – блокировка функций, использующих цепи напряжения, в случае неисправности вторичных цепей между трансформатором напряжения и устройством защиты для предупреждения его возможной ложной работы.

Функция контроля цепей переменного напряжения имеет, в основном, два различных алгоритма: с использованием величин обратной и/или нулевой последовательности, а также по скорости изменения токов и напряжений.

Алгоритм работы функции FSD с использованием величин обратной последовательности рекомендуется для применения в сети с изолированной или заземленной через большое сопротивление нейтралью. Функционирование данного алгоритма основывается на возникновении значительного напряжения обратной последовательности  $3 \cdot U_2$ , без возникновения тока обратной последовательности  $3 \cdot I_2$ , в случае неисправности вторичных цепей ТН.

Алгоритм обнаружения нулевой последовательности рекомендуется для применения в сети с глухозаземленной нейтралью или сети, заземленной через большое сопротивление.

Функционирование данного алгоритма основывается на возникновении значительного напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ , без возникновения тока нулевой последовательности  $3I_0$ , в случае неисправности вторичных цепей ТН.

Алгоритм на основе измерений скорости изменения тока и скорости изменения напряжения может добавляться к функции контроля исправности цепей ТН для обнаружения трехфазного повреждения цепей переменного напряжения, что на практике связано с оперативными переключениями в цепях напряжения.

## **Б1.9.6.2 Принцип действия.**

### **Б1.9.6.2.1 Нулевая последовательность.**

Функция может работать в пяти различных режимах в зависимости от заданной уставки *OpMode*. Функция работы по нулевой последовательности непрерывно контролирует токи и напряжения во всех трех фазах и рассчитывает:

- Утроенное напряжение нулевой последовательности  $3U_0$ .
- Утроенный ток нулевой последовательности  $3I_0$ .

Измеренные значения величин сравниваются с соответствующими заданными уставками  $3U_0>$  и  $3I_0<$ .

Функция контроля величин активизирует внутренний сигнал FuseFailDet, если измеренное утроенное напряжение нулевой последовательности больше заданного значения  $3U_0>$ , измеренный утроенный ток нулевой последовательности меньше заданного значения  $3I_0<$ , а переключатель режима работы *OpMode* установлен в положение «2» (режим контроля величин нулевой последовательности). После этого вырабатывается выходной сигнал BLKU, связанный с блоком напряжения интеллектуального устройства. Выходной сигнал BLKZ активизируется также в том случае, если не обнаружено обесточенной фазы линии.

Если сигнал FuseFailDetected активен более 5 секунд или любое из фазных напряжений ниже уставки, при условии, что параметр «SealIn» установлен в положение «On», то активизируются выходные сигналы ЗРН, BLKU и BLKZ. Такие же выходные сигналы будут активизироваться в случае, если все фазные напряжения меньше уставки  $U_{Ph}>$ , параметр SealIn=On и одно из фазных напряжений меньше уставки в течение интервала времени более 5 с.

Выходной сигнал BLKU может также активизироваться, если какое-либо фазное напряжение ниже уставки  $U_{Ph}>$  в течение более 60 с. В то же время, когда в режиме SealIn=On выходной сигнал FuseFailDet активизирован



более 5 секунд (т.е. обнаружена неисправность цепей переменного напряжения), все фазные токи ниже уставки IDLD< (обнаружение обесточенного состояния линии), а выключатель включен (вход CVCLOSED активизирован), то такое состояние соответствует неисправности цепей ТН при отключенном выключателе.

Условие неисправности цепей измерительных трансформаторов напряжения отменяется, когда восстанавливается режим нормального напряжения.

Состояние неисправности цепей измерительных трансформаторов напряжения отменяется, если восстановлен нормальный режим работы.

Выходной сигнал ЗРН активизируется, если значения всех трех измеренных напряжений небольшие (меньше заданной уставки).

#### **Б1.9.6.2.2 Обратная последовательность**

Алгоритм обнаружения величин обратной последовательности функционирует так же, как и алгоритм обнаружения величин нулевой последовательности, но рассчитываются ток и напряжение обратной последовательности, т.е.:

- Ток обратной последовательности  $I_2$ .
- Напряжение обратной последовательности  $U_2$ .

Функция вырабатывает внутренний сигнал fuseFailDetected в случае, если измеренное напряжение обратной последовательности больше значения уставки  $3U2<$ , измеренный ток обратной последовательности меньше значения уставки  $3I2>$  и переключатель режима работы (OpMode) установлен в положение «1» (режим функционирования алгоритма обнаружения величин обратной последовательности).

### **Б1.9.6.2.3 Функция контроля скорости изменения напряжения $du/dt$ и тока $di/dt$**

Функция контроля скорости изменения напряжения и тока активизируется при установке параметра OperationDUDI в положение On. В этом случае данная функция работает параллельно с алгоритмом измерения симметричных составляющих величин.

Ток и напряжение непрерывно измеряются во всех трех фазах, и рассчитываются следующие величины:

- Изменение напряжения  $\Delta U/\Delta t$ .
- Изменение тока  $\Delta I/\Delta t$ .

Рассчитанные изменения величин сравниваются с соответствующими заданными значениями уставок  $DI<$  и  $DU>$ .

Алгоритм с использованием контроля скорости изменения напряжения и тока позволяет выявить неисправность в цепях измерительных трансформаторов напряжения при наличии в каждой отдельной фазе достаточного отрицательного изменения амплитуды напряжения без сильного изменения амплитуды тока. Данная проверка выполняется в случае, если выключатель включен. Информация о положении выключателя передается на функциональный вход CBCLOSED через дискретный вход устройства.

Имеется два условия для активизации сигнала STDU и задания фиксации:

- Значение  $\Delta U$  больше соответствующей уставки  $DU>$ , а  $\Delta I$  меньше уставки  $DI>$  в любой фазе одновременно с включением выключателя ( $CBCLOSED=1$ ).

- Значение  $\Delta U$  больше уставки  $DU>$ , а  $\Delta I$  меньше уставки  $DI>$  в любой из фаз, когда фазный ток в той же фазе больше уставки  $I_{Ph}>$ .

Если активизировано событие setLatch $\Delta U\Delta I$  и все измеренные напряжения меньше уставки  $U_{ph}>$ , выход ЗРН будет активизирован с

указанием неисправности в цепях тока всех трех фаз. Будет также активизироваться выход BLKU и BLKZ.

Если событие setLatchΔUDI активизировано, но напряжения всех трех фаз больше уставки  $U_{ph>}$ , будет активизироваться только выход BLKU.

Выход BLKZ будет активизироваться только в случае, если не обнаружена обесточенная линия.

### **Б1.9.6.3 Расчет и выбор уставок параметров БНН**

**Б1.9.6.3.1** Рекомендуемая величина уставок блокировки по напряжению несимметрии ( $3U0>$ ), ( $3U2>$ ) определяется в процентах (%) от базового напряжения объекта:

$$0,5 \cdot U_{BASE} \geq 3U0 > (3U2 >) \geq 3 \cdot (0,05 \div 0,06) \cdot U_{BASE}$$

Базовое напряжение должно быть задано как номинальное линейное напряжение защищаемого объекта в первичных киловольтах.

**Б1.9.6.3.2** Рекомендуемая величина уставок блокировки по току несимметрии ( $3I0>$ ), ( $3I2>$ ) определяется аналогично указанному выше выражению (Б1.90) в процентах от базового тока объекта.

Базовый ток должен быть задан как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах (как правило, имеется в виду первичный номинальный ток ТТ линии).

**Б1.9.6.3.3** Уставка по приращению фазного тока ( $DI<$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (15%) от базового тока объекта.

**Б1.9.6.3.4** Уставка по приращению фазного напряжения ( $DU>$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (60%) от базового напряжения объекта.

**Б1.9.6.3.5** Уставка контроля (наличия) напряжения линии ( $U_{Ph>}$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (70%) от базового напряжения объекта.

**Б1.9.6.3.6** Уставка контроля (наличия) тока линии ( $I_{Ph>}$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (10%) от базового тока объекта.

**Б1.9.6.3.7** Уставка контроля напряжения линии ( $U_{SealIn<}$ ) для самоподхвата выходных сигналов блокировки может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (70%) от базового напряжения объекта.

**Б1.9.6.3.8** Уставка контроля (отсутствия) напряжения линии ( $U_{DLD<}$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (60%) от базового напряжения объекта.

**Б1.9.6.3.9** Уставка контроля (отсутствия) тока линии ( $I_{DLD<}$ ) может быть принята по умолчанию (в заводской конфигурации) в процентах (5%) от базового тока объекта.

### **Б1.9.7 Блокировка при неисправностях в цепях напряжения устройств дистанционной защиты ШЭ 2607 (НПП ЭКРА).**

Устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БНН) в шкафах защиты ШЭ 2607 реализовано в соответствии с принципами, принятыми в отечественной практике, с отдельным измерением напряжений 3-х фаз основной обмотки ТН (соединенной по схеме «звезда»), и 3-х фаз дополнительной обмотки ТН (соединенной по схеме «разомкнутый треугольник»).

БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений вторичных обмоток ТН «звезды» или «разомкнутого треугольника».

Обеспечивается возврат устройства БНН в исходное состояние при устранении неисправностей.

Предусмотрена возможность действия БНН без выдержки времени на блокировку работы всех ступеней ДЗ и с выдержкой времени 5,0 с на сигнал.

Для выявления одновременного исчезновения всех напряжений обмоток ТН «звезды» и «разомкнутого треугольника» (отключение 2-х автоматических выключателей во вторичных цепях ТН, или близкое 3-х фазное замыкание в высоковольтной сети) предусмотрены три дополнительных реле минимального напряжения, включенные по схеме "И".

Действие указанных дополнительных реле предусмотрено с выдержкой времени 5 с на сигнал, и без выдержки времени на блокировку работы 3-ей ступени ДЗ, если выбран режим ее работы без контроля от устройства БК.

**Примечание.** Изменение параметров чувствительности функции БНН (по напряжению), предустановленных изготовителем не предусматривается.

## **Б2. Выбор уставок срабатывания токовой защиты нулевой последовательности (ANSI 50N, 51N, 67N) линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием**

Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности соответствует условиям и принципам, изложенных в [2], с учетом особенностей выполнения токовой защиты от КЗ на землю в микропроцессорных устройствах релейной защиты.

В современных микропроцессорных устройствах релейной защиты для ликвидации КЗ на землю предусмотрена функция направленной ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), имеющей до 4-х ступеней по току срабатывания. Одна из ступеней (например, четвертая) ТЗНП может выполняться как с независимой выдержкой времени (UMZ-защита), так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания (AMZ-защита). Как правило, для любой из ступеней токовой защиты могут быть заданы следующие параметры:

- независимо по отношению к другим ступеням задана направленность ступени: ненаправленная или направленная – «вперед» или «назад»;
- при ручном или автоматическом включении защищаемой линии на КЗ ввести ускорение действия защит;
- выполнить ступень с блокировкой или без блокировки от второй гармонической составляющей в токе  $3I_0$ .

В качестве измеряемых величин используются значения тока нулевой последовательности и напряжения нулевой последовательности. В цифровых защитах, как правило, предусматривается возможность работы токовой защиты нулевой последовательности как с измеренными, так и с расчетными значениями  $3I_0$  и  $3U_0$ . Для этого к устройству должны быть подведены три фазных тока и три фазных напряжения.

## **Б2.1 Определение параметров органа направления мощности при КЗ на землю (ОНМ)**

**Б2.1.1** Для рассматриваемых устройств защиты рекомендуется следующий порядок расчета параметров (ОНМ):

Для определения направления в качестве опорных параметров могут задаваться измеренные или рассчитанные параметры сети:

- напряжение нулевой последовательности  $UE = 3U_0$ ;
- ток нулевой последовательности  $IE = 3I_0$ ;
- напряжение и ток обратной последовательности  $I_2, U_2$ ;
- ток нейтрали  $I_Y$  питающего трансформатора (смотрите примечание ниже).

Для характеристики ОНМ нулевой последовательности может задаваться угол максимальной чувствительности  $\varphi_{мч}$ .

### **Примечания.**

1. В связи с отсутствием в существующей практике эксплуатации достаточного опыта применения метода поляризации ОНМ (определение направления КЗ) с помощью тока нейтралей силовых трансформаторов (АТ), измеряемого в устройствах защиты линий, а также технической сложностью указанного метода, соответствующие расчеты параметров в настоящих МУ не рассматриваются.

2. В случаях использования ОНМ ТЗНП в устройствах Р43х (AREVA) необходимо учитывать особенность, в соответствии с которой 4 ступень ТЗНП ( $3I_0$ ) не должна быть заблокирована (выведена из действия), т.е. эта ступень должна быть введена с уставками по току и времени, предотвращающими ее неселективное срабатывание.

**Б2.1.1.1** Для устройств защиты **MiCOM P43x (AREVA)**, **REL670 (ABB)**, **ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)** определяется параметр  $3U_0$  - минимальное пороговое

значение рабочего напряжения  $UE$  для определения направления. Значение уставки  $3U0>$  должно превышать напряжение небаланса при несимметрии напряжений в нормальном нагрузочном режиме (минимально достаточное условие для разрешающего органа направления мощности):

$$3U0 > Dir = \frac{K_{отс}}{K_B \cdot n_{ТН}} (U_{0нБ}), \quad (B2.1)$$

где  $U_{0нБ}$  – первичное напряжение небаланса на реле в рассматриваемом режиме, определяемое допустимой погрешностью измерения ТН;

$K_{отс} = 1,25$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности реле, ошибки расчета и необходимый запас;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата ОНМ, принимается в соответствии с техническими параметрами устройств защиты (для ШЭ 2607 (НПП ЭКРА) величина  $K_B$  регламентируется  $\geq 0,9$ ).

**Примечание.** Для устройства защиты серии **UR GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)** минимальное напряжение нулевой последовательности для органа направления мощности  $3U0>$  зафиксировано на уровне 0,02 о.е. (примерно 1,16 В во вторичных величинах) и не регулируется.

В указанном случае, чувствительность по напряжению срабатывания (в конце зоны резервирования) определяется согласно выражению:

$$K_{чU} = \frac{3U_{0кз}}{K_U \cdot 3U0 >} \geq 1,2, \quad (B2.2)$$

где  $3U_{0кз}$  – минимальное значение первичного утроенного напряжения нулевой последовательности в месте установки защиты при замыкании на землю в конце смежного участка в расчетном режиме;



$K_U$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;  
 $3U_{0>}$  – уставка по напряжению срабатывания ОНМ (вторичная величина).

Расчетное значение уставки минимального напряжения нулевой последовательности для органа направления мощности может определяться также по выражению, которое учитывает требуемую чувствительность:

$$3U_{0\text{МИН}} = K_{\text{ЗАП}} \cdot 3I_{0\text{РАСЧ}} \cdot X_{0\text{РАСЧ}} \quad (\text{Б2.3})$$

где  $3I_{0\text{РАСЧ}}$  – минимальный расчетный ток, протекающий через защиту, принимается равным току срабатывания самой чувствительной направленной ступени;

$X_{0\text{РАСЧ}}$  – минимальное сопротивление нулевой последовательности системы «за спиной» по отношению к защищаемой линии;

$K_{\text{ЗАП}} = 0,9$  – коэффициент надежности, учитывающий погрешности, связанные с измерительными органами, погрешности расчетов и т.д.

**Б2.1.1.2** Для большинства устройств защиты дополнительно определяется уставка по току срабатывания ОНМ, в том числе:

**Б2.1.1.2.1** Для устройств защиты **GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC), REL670 (ABB)** - по условию обеспечения чувствительности при КЗ в конце зоны действия последней направленной вперед ступени в минимальном режиме:

$$I_{0\text{СЗ}} \leq \frac{3I_{0\text{МИН}}}{K_{\text{Ч}}}, \quad (\text{Б2.4})$$

где  $3I_{0\text{МИН}}$  – минимальный ток, проходящий через защиту, при замыкании на землю в конце зоны чувствительности последней направленной вперед ступени в минимальном режиме;

$K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности.

**Примечание.** В соответствии с ПУЭ, для реле направления мощности должны обеспечиваться следующие минимальные значения коэффициентов чувствительности:

– при повреждении в конце защищаемой линии  $K_{\text{ч}}=1,5$  по току и напряжению;

– при повреждении в конце зоны резервирования  $K_{\text{ч}}=1,2$  по току и напряжению.

**Б2.1.1.2.2** Для устройства **ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)** изготовителем рекомендован выбор уставки срабатывания ОНМ по току из условия отстройки первичного тока срабатывания ОНМ от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора тока, протекающего в максимальном нагрузочном режиме:

$$I0_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (I_{0\text{НБ}} + 3I_{0\text{Н.Р.}})}{K_{\text{в}}}, \quad (\text{Б2.5})$$

где  $3I_{0\text{Н.Р.}}$  – утроенный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, например, при работе смежной линии с односторонним питанием в неполнофазном режиме;

$K_{\text{отс}} = 1,25$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности реле, ошибки расчета и необходимый запас;

$K_{\text{в}} = 0,8$  – коэффициент возврата реле, принимается в соответствии с техническими параметрами устройства защиты;

$I_{0\text{НБ}} = K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{НАГР.МАКС}}$  – первичный ток небаланса в нулевом проводе в рассматриваемом режиме;

$I_{\text{НАГР.МАКС}}$  – максимальный нагрузочный ток;

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса.

После выбора параметров срабатывания органа направления мощности по вышеуказанным условиям, должна быть проверена его чувствительность по току и/или напряжению нулевой последовательности в соответствии с требованиями [2].

**Б2.1.1.3** Если чувствительность по напряжению нулевой последовательности не обеспечивается, то для ОНМ устройств защиты отдельных изготовителей может быть введено дополнительное смещение (наклон) характеристики чувствительности реле, обеспечивающее линейную зависимость уменьшения порога срабатывания ОНМ по  $3U_0$ , от увеличения тока  $3I_0$  в реле, в том числе:

**Б2.1.1.3.1** Смещение характеристики ОНМ (РНМ НП) устройства защиты ШЭ 2607 (НПП ЭКРА):

Выбор параметров срабатывания РНМ НП при использовании смещения (смотрите поясняющую диаграмму чувствительности РНМ НП ниже).

Для повышения чувствительности РНМ НП по напряжению предусмотрена возможность искусственного смещения точки подключения ТН в линию.

Уставки по току и напряжению срабатывания выбираются аналогично указанному выше в пунктах **Б2.1.1.1**, **Б2.1.1.2**. Кроме этого, необходимо выбрать параметр реле, определяющий смещение «в зону» срабатывания – сопротивление смещения,  $Z_{\text{СМ}}$ . При его выборе необходимо исходить из следующего:

– Чувствительность данного реле должна быть обеспечена при КЗ в зоне дальнего резервирования при токе срабатывания последней (чувствительной) направленной ступени ТЗНП согласно выражениям:

$$\frac{U_{0\text{СР.ПЕРВ}}}{K_{\text{ТН}}} \cdot K_{\text{ч}} \leq \frac{3U_{0\text{ЗАМ}}}{K_{\text{ТН}}} + Z_{\text{СМ}} \cdot \frac{I_{0\text{С.З}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (\text{Б2.6})$$

или

$$Z_{\text{СМ}} \geq \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}} \cdot I_{0\text{С.З}}} \cdot (U_{0\text{СР.ПЕРВ}} \cdot K_{\text{ч}} - 3U_{0\text{ЗАМ}}); \quad (\text{Б2.7})$$

где  $U_{0\text{СР.ПЕРВ}}$  – первичное напряжение срабатывания РНМ НП;

$3U_{0\text{ЗАМ}}$  – утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ в конце зоны срабатывания последней направленной ступени ТЗНП;

$I_{0\text{С.З}}$  – первичный ток срабатывания последней направленной ступени ТЗНП;

$K_{\text{ч}} = 1,2$  – коэффициент чувствительности;

$K_{\text{ТН}}, K_{\text{ТТ}}$  – коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения и тока соответственно.

– Должна быть обеспечена селективность защиты при КЗ на шинах ПС, где установлена защита; при расчетном виде КЗ напряжение на реле с учетом дополнительной составляющей от смещения должно быть меньше напряжения срабатывания реле:

$$\frac{U_{0\text{СР.ПЕРВ}}}{K_{\text{ТН}}} > K_{\text{ОТС}} \cdot \left( Z_{\text{СМ}} \cdot \frac{3I_{0\text{МАКС}}}{K_{\text{ТТ}}} - \frac{3U_{0\text{ЗАМ}}}{K_{\text{ТН}}} \right), \quad (\text{Б2.8})$$

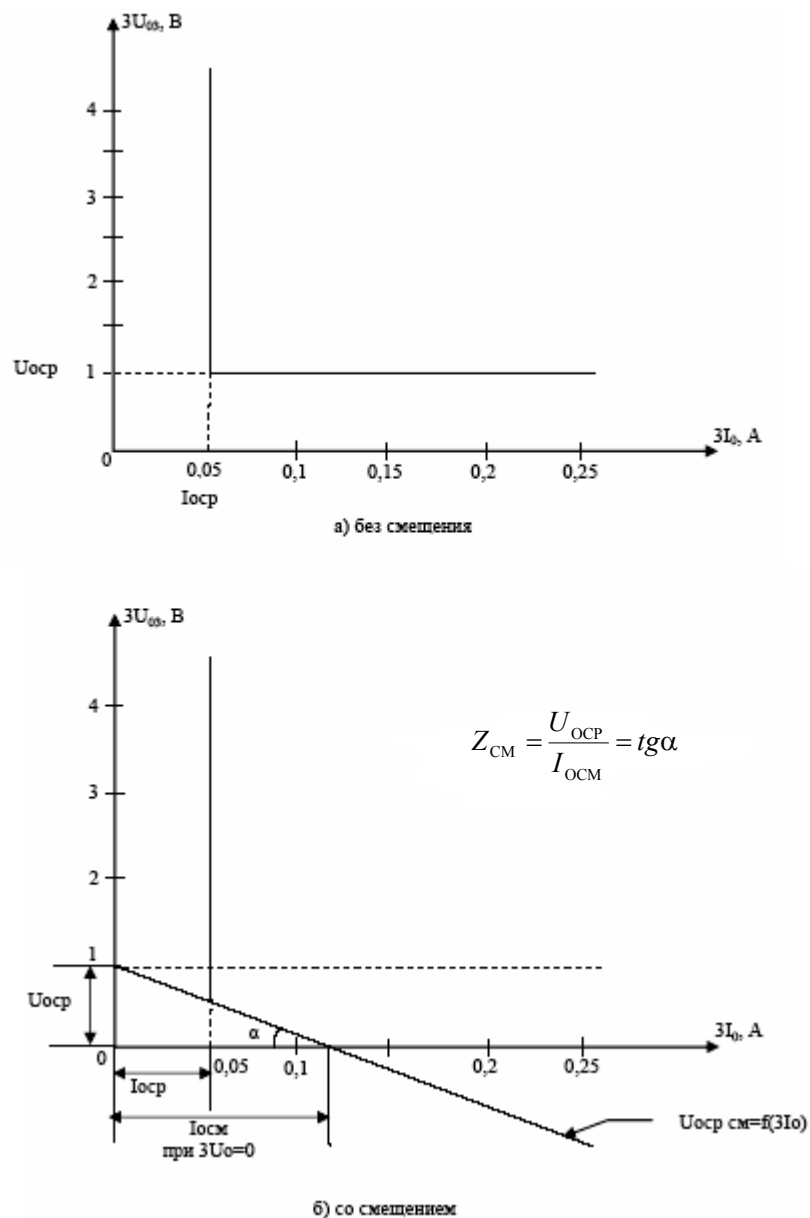
или

$$Z_{CM} \leq \frac{K_{TT}}{K_{TT} \cdot 3I_{0\text{МАКС}}} \left( \frac{U_{0\text{СР.ПЕРВ}}}{K_{\text{ОТС}}} + 3U_{0\text{ЗАМ}} \right), \quad (\text{Б2.9})$$

где  $3I_{0\text{МАКС}}$  – максимальный утроенный ток нулевой последовательности, протекающий через защиту при КЗ на шинах ПС;

$3U_{0\text{ЗАМ}}$  – утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты при КЗ на шинах ПС;

$K_{\text{ОТС}} = 1,15$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности АЦП, ошибки расчетов, ТТ и ТН.



**Рисунок Б19** – Вольтамперная характеристика разрешающего реле направления мощности устройства ШЭ 2607

Уставка  $Z_{CM}$  должна выбираться в диапазоне двух расчетных условий (значений), полученных по выражениям (Б2.7) и (Б2.9).

В случае выбора уставки по второму условию, то должна быть проверена чувствительность реле по напряжению при условии КЗ в конце защищаемой линии, если при использовании РНМ НП без смещения чувствительность 2-й ступени защиты не обеспечивалась.

### Б2.1.1.3.2 Смещение характеристики ОНМ устройства защиты GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC).

Указанная уставка определяет сопротивление смещения, используемое данной функцией.

Основное назначение функции смещения, это обеспечение правильного определения направления КЗ на линиях с продольной компенсацией. В обычных условиях сопротивление смещения обеспечивает правильное функционирование, если напряжение нулевой последовательности в месте установки реле очень мало. Напряжение нулевой последовательности может быть близко к нулю при внутренних КЗ, если за спиной реле находится очень мощный источник нулевой последовательности.

Уставка смещения вводится во вторичных величинах, Ом.

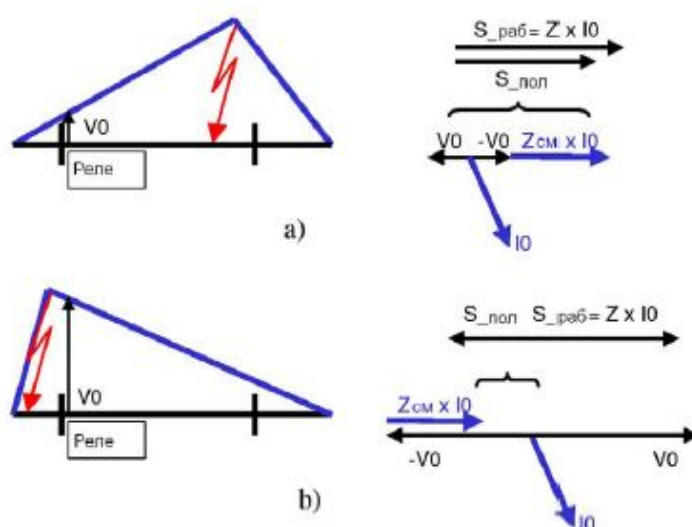


Рисунок Б20– Сопротивление смещения при внутреннем КЗ (а) и внешнем КЗ (б)

Для обычного применения рекомендуемая уставка:

$$\frac{Z_{0L}}{5} \leq Z_{CM} \leq \frac{Z_{0L}}{2}, \quad (\text{Б2.10})$$

где  $Z_{0L}$  – сопротивление нулевой последовательности линии.

**Б2.1.1.3.3** Для ОНМ устройства защиты **GE Multilin D30/D60 (GENERAL ELECTRIC)** может быть введен дополнительный параметр: «торможение током прямой последовательности».

Модуль максимального тока реагирует на величину вектора основной гармоники тока нулевой последовательности, рассчитанного по трем фазным токам, либо измеренного на дополнительном токовом входе. В реле имеются две отдельные уставки срабатывания для определения направления «вперед» и «назад» соответственно.

Если задано использование расчетного (не измеренного) значения  $3I_0$ , то для улучшения характеристики органа используется «торможение прямой последовательностью»: при формировании рабочей величины небольшая, задаваемая пользователем, часть тока прямой последовательности вычитается из тока нулевой последовательности.

Торможение током прямой последовательности позволяет задать более чувствительные уставки за счет «компенсации» токов небаланса нулевой последовательности, вызванных:

- Несимметрией энергосистемы в тяжелых нагрузочных режимах.
- Погрешностью ТТ при двухфазных и трехфазных КЗ.
- Переходным процессом при отключении двухфазных и трехфазных КЗ.

Эта уставка задает долю торможения прямой последовательностью, как указано ниже, в зависимости от величины тока прямой последовательности:

$$I_{РАБ} = 3 \cdot (|I_0| - K \cdot |I_1|), \text{ если } |I_1| > 0,8 \text{ о.е.},$$

$$I_{РАБ} = 3 \cdot |I_0|, \text{ если } |I_1| < 0,8 \text{ о.е.} \quad (\text{Б2.11})$$

Для улучшения характеристики, в общем случае, рекомендуется задать этот коэффициент  $K=0,063$ .

Он уменьшается, если на сильно нагруженных линиях для обнаружения КЗ через большие переходные сопротивления требуется очень чувствительное определение направления. При задании этого коэффициента равным нулю торможение полностью выводится. Этот коэффициент может быть задан более высоким, если ожидается большая несимметрия энергосистемы, или предполагается использование ТТ с низкими характеристиками.

**Б2.1.1.4** В случаях не обеспечения чувствительности ОНМ прямого направления (в линию), в защите **ШЭ2607 (НПП ЭКРА)** может применяться логика блокирующего органа направления мощности (ОНМб), срабатывающего при обратном направлении мощности КЗ (к шинам) с одновременным блокированием.

При выборе тока срабатывания ОНМб должно быть обеспечено условие превышения его величины уставкой блокируемой ступени защиты по току срабатывания:

$$I_{0CP} \geq K_H \cdot I_{0CPM}, \quad (\text{Б2.12})$$

или

$$I_{0CPM} \leq \frac{I_{0C3}}{K_{OTC} \cdot K_{TT}}, \quad (\text{Б2.13})$$

где  $I_{0CP}$ ,  $I_{0C3}$  – ток срабатывания блокируемой ступени вторичный или первичный, соответственно;



$I_{0CP.M}$  – ток срабатывания ОНМб (вторичный);

$K_H = 1,2$  – коэффициент надежности.

Уставка по напряжению срабатывания принимается равной порядка 0,5 В, для обеспечения селективности защиты при удалённых КЗ за шинами подстанции, где установлена защита.

Дополнительно должно проверяться условие обеспечения правильного действия реле направления мощности при замыканиях на землю в направлении, противоположном защищаемому.

Данное условие селективности защиты соблюдается, если напряжение в месте установки защиты  $3U_{03}$  в режиме протекания по линии тока, равного первичному току срабатывания блокируемой ступени защиты (т.е.  $3I_{03} = I_{0CЗ.БЛ.СТ}$ ), больше чем первичное напряжение срабатывания ОНМб в соответствии с выражением:

$$3U_{03} \geq K_H \cdot U_{0CP} \cdot K_U, \quad (B2.14)$$

где  $3U_{03}$  – утроенное напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты, в указанном режиме;

$U_{0CP} = 0,5$  В (как указано выше);

$K_H = 1,15$ – коэффициент надежности;

$K_U$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения.

При невыполнении указанного условия, логика ОНМб не должна использоваться.

**Б2.1.1.5** Параметр  $\varphi$  определяет угол максимальной чувствительности реле мощности нулевой последовательности. Рекомендуется задавать его значение соответствующим аналогичному параметру традиционного реле мощности –  $\varphi_{MЧ} = (65 \div 70)^\circ$ .

## Б2.2 Выбор уставок срабатывания ТЗНП

**Б2.2.1** Ток срабатывания первой ступени защиты от замыканий на землю 3I<sub>0</sub> тупиковых линий выбирается по условиям:

**Б2.2.1.1** Отстройка от броска намагничивающего тока трансформаторов, имеющих глухозаземленные нейтрали и включаемых под напряжение при включении линии. Данное условие выполняется при выполнении данной ступени без выдержки времени.

В большинстве случаев применения микропроцессорных терминалов, нет необходимости выполнять отстройку тока срабатывания ступени 3I<sub>0</sub> (и других ступеней ТЗНП) от броска тока намагничивания нулевой последовательности трансформатора так, как излишнее отключение при включении трансформатора и появления броска тока намагничивания трансформатора предотвращается с помощью блокировки от броска тока намагничивания. Бросок тока намагничивания трансформатора идентифицируется по содержанию второй гармоники, которая, как правило, при токе короткого замыкания отсутствует. В большинстве случаев значение уставки второй гармоники 15% является достаточным.

### Примечания.

1. В устройствах защиты серии **ШЭ 2706 (НПП ЭКРА)** и **UR** производства компании **GE Multilin** не предусмотрена блокировка функций токовой защиты нулевой последовательности при бросках тока намагничивания. При необходимости выполнения такой блокировки Изготовителем **GE Multilin** предлагается использовать контроль по величине коэффициента гармонических искажений (THD), который рассчитывается в устройстве по формуле  $THD, \% = \frac{I_{\text{phasor}}}{I_{\text{rms}}} \cdot 100$ , где  $I_{\text{phasor}}$  – действующее значение тока нулевой последовательности для основной гармоники,  $I_{\text{rms}}$  –

действующее значение тока нулевой последовательности с учетом всех гармоник по 25-ую включительно.

В случаях невозможности применения (отсутствия) функции блокировки ТЗНП при бросках тока намагничивания, необходимо выполнять отстройку тока срабатывания ступени  $3I_0$  по величине от броска тока намагничивания нулевой последовательности трансформаторов, присоединенных к линии, согласно методике, приведенной в [2] (Приложение V).

2. Указанная отстройка ТЗНП от броска тока намагничивания необходима только в случаях установки на линии выключателей с пофазным приводом и невозможности отстройки соответствующих ступеней защиты от неодновременности включения фаз выключателя.

В связи со значительной сложностью расчетов броска токов намагничивания трансформаторов в неполнофазных режимах включения линии, более простым и надежным решением представляется выполнение отстройки по времени (замедление) быстродействующей ступени ТЗНП при оперативном (или автоматическом) включении линии под напряжение. При этом, функция быстрого отключения линии при ее опробовании может быть реализована посредством ввода ускорения ступени дистанционной защиты от замыканий на землю, действующей без выдержки времени при повреждениях по всей длине линии.

**Б2.2.1.2** Отстройка от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты в кратковременном неполнофазном режиме, возникающем при неодновременном включении фаз выключателя.

Данное условие может учитываться только в случае, когда от рассматриваемой линии питается хотя бы один трансформатор работающий с глухозаземленной нейтралью.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0\text{неп}}, \quad (\text{Б2.15})$$

где  $3I_{0\text{неп}}$  – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты в неполнофазном режиме при включении трансформаторов с глухозаземленной нейтралью с учетом возможного самозапуска двигательной нагрузки (подключенной к этим трансформаторам), возникающего при одновременном включении фаз выключателя;

$K_{\text{отс}} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

Условие **Б2.2.1.2** не учитывается при расчете защит линий, оборудованных выключателями с трехфазными приводами.

Условие **Б2.2.1.2** не рассматривается, если ступень  $3I0 >>>$  действует с выдержкой времени, большей времени разновременности включения фаз выключателя.

**Б2.2.1.3** Отстройка от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за автотрансформатором приемной подстанции на стороне его, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0\text{макс.ат}}, \quad (\text{Б2.16})$$

где  $3I_{0\text{макс.ат}}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за автотрансформатором противоположной подстанции на стороне его, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью;

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

**Б2.2.1.4** Отстройка от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты, при замыкании на землю на шинах подстанции, на которой эта защита установлена.

Данное условие рассматривается при выполнении первой ступени ненаправленной.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I_0 \gg \gg) \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0\text{макс}}, \quad (\text{Б2.17})$$

где  $3I_{0\text{макс}}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах данной подстанции;

$K_{\text{отс}} = 1,3$  – коэффициент отстройки.

**Б2.2.1.5** Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций. Данное условие выполняется при выполнении данной ступени без выдержки времени, или с выдержкой времени равной или меньшей, чем уставка по времени защиты от междуфазных замыканий на поврежденном элементе, или с выдержкой времени равной или меньшей, чем уставка по времени защиты от междуфазных замыканий на поврежденном элементе.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I_0 \gg \gg) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}} \quad (\text{Б2.18})$$

где  $I_{КЗ}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{ПЕР} = 1 \div 2$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ, величина которого принимается в зависимости от времени действия ступени:

- при  $T_{сз} \leq 0,1$  с – 2;
- при  $T_{сз} \leq 0,3$  с – 1,5;
- при  $T_{сз} = (0,5 \div 0,6)$  с – 1,0.

$K_{НБ}$  – коэффициент небаланса, величина которого принимается в зависимости от расчетной кратности тока КЗ ТТ:

- при кратности меньшей или равной  $(2 \div 3) \cdot I_{НОМ.ТТ} - 0,05$ ;
- при кратности меньшей или равной  $(0,7 \div 0,8) \cdot I_{К10} - 0,05 \div 0,1$ , где  $I_{К10}$  – предельная кратность тока ТТ при погрешности меньшей или равной 10 %);
- при кратности большей или равной  $(0,7 \div 0,8) \cdot I_{К10}$  расчет производится в соответствии с [2] (Приложение VII, выражение ПВИ-1);

$K_{ОТС} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

**Б2.2.1.6** При наличии на линии дистанционной защиты от замыканий на землю, как правило, необходимо согласование уставок по времени срабатывания первой ступени токовой защиты от замыканий на землю  $3I_0 >>>$  и первой ступени дистанционной защиты при замыкании на землю. Для ликвидации замыканий на землю первая ступень дистанционной защиты при замыкании на землю обычно действует без выдержки времени, однако приоритет (быстрого отключения) по условиям надежности может быть отдан ненаправленной ТЗНП.

При необходимости выполнения первой ступени  $3I0>>>$  с выдержкой времени (например, в случае отстройки от неполнофазного режима при одновременном включении фаз выключателя) нужно учитывать, чтобы время срабатывания первой ступени дистанционной защиты при замыкании на землю превышало время срабатывания ступени  $3I0>>>$  на время не менее 0,2 с, т.е.:  $T_{\text{СР.ДЗ}} = T_{\text{СР.ТЗНП}} + 0,2$  (с)

**Б2.2.1.7** Проверка чувствительности первой ступени  $3I0>>>$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{РАСЧ}}}{3I0>>>}, \quad (\text{Б2.19})$$

где  $3I_{0\text{РАСЧ}}$  – ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме. В качестве расчетного принимается режим, при котором имеет место минимальное значение тока короткого замыкания;

$K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности.

В соответствии с п. 3.2.21 ПУЭ, для защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, должно обеспечиваться минимальное значение коэффициента чувствительности без учета резервного действия — около 1,5, а при наличии надежно действующей селективной резервной ступени — около 1,3.

В соответствии с ПУЭ должно обеспечиваться минимальное значение коэффициента чувствительности  $K_{\text{ч}}$  – около 1,3, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени.

Если при выборе уставки  $3I0>>>$  определяющим явилось условие отстройки от КЗ на шинах ПС в месте установки защиты («за спиной»), а  $K_{\text{ч}}$  не обеспечивается, то рекомендуется выполнить ступень  $3I0>>>$

направленной, в противном случае, функция защиты линии от замыканий на землю (по всей ее длине) возлагается на следующую (вторую) ступень ТЗНП.

**Б2.2.1.8** Для нетупиковых линий (линии с односторонним питанием в радиальной сети), ток срабатывания первой ступени ТЗНП  $3I_{0>>>}$  выбирается по условиям:

**Б2.2.1.8.1** Отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты, при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I_{0>>>}) \geq K_{\text{отс}} \cdot 3I_{0\text{МАКС}}, \quad (\text{Б2.20})$$

где  $3I_{0\text{МАКС}}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции;

$K_{\text{отс}} = 1,3$  – коэффициент отстройки.

**Б2.2.1.8.2** По условиям, указанным в п.Б2.2.1.1 (отстройка от броска намагничивающего тока трансформаторов), **Б2.2.1.2** (отстройка от тока нулевой последовательности при одновременном включении фаз выключателя), **Б2.2.1.4** (отстройка от встречного тока нулевой последовательности при замыкании на землю). Условие п. **Б2.2.1.4** рассматривается при выполнении первой ступени ненаправленной.

**Б2.2.2** Параметры срабатывания второй ступени защиты от замыканий на землю  $3I_{0>>}$  тупиковых линий выбираются по условиям:



**Б2.2.2.1** Отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций (согласно п. **Б2.2.1.5**), а выдержка времени (при выполнении ступени направленной) – по условию отстройки от разновременности включения фаз выключателя.

**Примечание.** В случае наличия источников тока нулевой последовательности (заземленных нейтралей трансформаторов) на защищаемой линии и невозможности выполнения рассматриваемой ступени ТЗНП с направлением в линию (или блокируемой обратно направленным ОНМ), при выборе уставок по току и времени срабатывания этой ступени следует руководствоваться рекомендациями [2] (Раздел Б, п. 10), в соответствии с которыми, д.б. предотвращены неселективные действия ненаправленной ступени при замыканиях на землю в обратном направлении (за «спиной») по одному из двух вариантов:

– для второй или третьей ступени ТЗНП – согласование по току и времени срабатывания с ТЗНП всех других присоединений (линий), подключенных к шинам подстанции, где установлена указанная защита (рассматриваются замыкания на землю в конце защищаемых зон соответствующих ступеней, с учетом коэффициента токораспределения для данной линии);

– для последней ступени ТЗНП – выбор выдержки времени, превышающей выдержки времени срабатывания последних ступеней ТЗНП всех других линий, подключенных к шинам подстанции, на которой установлена указанная защита.

**Б2.2.2.2** При наличии на питаемой подстанции автотрансформатора, вторая ступень по току срабатывания и по выдержке времени согласовывается с первой ступенью защиты от замыканий на землю, установленной на стороне

смежного напряжения автотрансформатора, примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью.

**Б2.2.2.3** Проверка чувствительности второй ступени ТЗНП  $3I_{0>>}$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{МИН}}}{3I_{0>>}}, \quad (\text{Б2.21})$$

где  $3I_{0\text{МИН}}$  – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном и двухфазном замыкании на землю в конце защищаемой ВЛ;

$K_{\text{ч}} = 1,5$  – в общем случае, и при наличии на противоположной подстанции отдельной защиты шин;

$K_{\text{ч}} = 1,3$  – при наличии надежно действующей селективной резервной ступени.

**Примечание.** Минимальный ток в защите  $3I_{0\text{МИН}}$ , используемый для проверки чувствительности второй ступени ТЗНП ТЗНП, в том числе, должен рассчитываться и при замыкании на землю фазы, оборванной вблизи места установки защиты, и находящейся под напряжением со стороны тупикового конца ВЛ, имеющей подключенный трансформатор (трансформаторы) с заземленной нейтралью.

Если выбранная уставка не обеспечивает требования чувствительности, эта функция возлагается на третью ступень защиты от замыканий на землю  $3I_{0>}$ , с током срабатывания которой должна быть согласована ступень  $3I_{0>>}$ .

См. также **Примечание к п. Б2.2.2.1** (выбор уставок срабатывания второй ступени защиты от замыканий на землю), выше.

**Б2.2.2.4** Для нетупиковых линий (линии с односторонним питанием в радиальной сети), ток срабатывания второй ступени ТЗНП  $3I0 >>$  выбирается по условиям:

**Б2.2.2.4.1** Согласования с первыми (вторыми) ступенями защит предыдущих линий.

Согласование выполняется согласно выражению:

$$(3I0 >>) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I0_{\text{сз.пред}}, \quad (\text{Б2.22})$$

где  $I0_{\text{сз.пред}}$  – ток срабатывания защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование;

$$K_{\text{ток}} = \frac{3I0_{\text{защ}}}{3I0_{\text{защ.пред}}} - \text{максимальный коэффициент токораспределения для}$$

защищаемой линии при замыкании на землю в конце зоны ступени защиты, с которой производится согласование (в рассматриваемых случаях, как правило,  $K_{\text{ток}} = 1$ );

$K_{\text{отс}} = 1,1$  – коэффициент согласования.

**Б2.2.2.4.2** В соответствии с требованиями п. **Б2.2.1.3** (отстройка от тока нулевой последовательности при замыкании на землю за автотрансформатором приемной подстанции в сети с глухозаземленной нейтралью), **Б2.2.1.5** (отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций).

В целях повышения чувствительности, целесообразно условие выбора по п. **Б2.2.1.3** заменить условием согласования с первой ступенью ТЗНП на стороне смежного напряжения предыдущего АТ в сети с глухозаземленной нейтралью.

См. также **Примечание к п. Б2.2.2.1** (выбор уставок срабатывания второй ступени защиты от замыканий на землю), выше.

**Б2.2.2.5** Выдержка времени второй ступени ТЗНП нетупиковых линий должна быть согласована с выдержками времени ступеней защиты предыдущих элементов, с которыми производится согласование по току срабатывания.

Выдержка 2-й ступени  $T_{3I0}>>$  выбирается с учетом времени действия УРОВ (при наличии функции) элементов, с которыми производится согласование:

$$(T_{3I0}>>) = t_{CЗ} + t_{УРОВ} + t_{ВВ} + \Delta t, \quad (\text{Б2.23})$$

где  $t_{CЗ}$  – время срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$t_{УРОВ}$  – время действия УРОВ смежных присоединений;

$t_{ВВ}$  – собственное время отключения выключателей;

$\Delta t$  – степень селективности, которую рекомендуется принимать:

- при согласовании с цифровыми защитами  $\Delta t = 0,3$  с;
- при согласовании с защитами с электронными или электромеханическими реле времени  $\Delta t = 0,4(0,5)$  с.

**Б2.2.3** На тупиковых линиях, как правило, нет необходимости в использовании третьей ступени  $3I0>$ . Данная ступень используется, в случае если для уставок второй ступени не обеспечивается требуемая чувствительность. В этом случае, ток срабатывания третьей ступени выбирается по условию обеспечения чувствительности для второй ступени (см. п. Б2.2.2.3, выше), а выдержка времени третьей ступени  $3I0>$  выбирается по условиям согласования со второй ступенью защиты от замыканий на землю.

$$(T_{3I0 >}) = (T_{3I0 >>}) + \Delta t, \quad (\text{Б2.24})$$

где  $\Delta t = 0,3 \text{ с}$  – ступень селективности.

В соответствии с [2] (Раздел Д, п. 7), достаточным условием выбора тока срабатывания третьей ступени  $3I_{0>}$  нетупиковых радиальных линий, является требование, приведенное в п. Б2.2.1.5 (отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций), выше. Выдержка времени должна согласовываться с уставками по времени срабатывания последних ступеней защиты предыдущих элементов.

Однако, в целях обеспечения лучшей селективности действия ТЗНП предыдущих и последующих линий, настоящими Указаниями рекомендуется принять условия выбора уставок для третьей ступени защиты, приведенные в [2] (Раздел Б, п. 3), согласно которым, ток срабатывания ступени  $3I_{0>}$  определяется из условий:

а) согласования в соответствии с выражением (Б2.22), приведенном в п. Б2.2.2.4.1, выше:

– со второй ступенью ТЗНП предыдущей линии (или третьей ступенью, в случае, если при указанном согласовании не обеспечивается требуемая чувствительность);

– с защитой от замыканий на землю предыдущего автотрансформатора, установленной на стороне смежного напряжения: с первой ее ступенью (если вторая ступень рассматриваемой защиты отстроена от замыкания на землю на шинах этого напряжения); или со второй ее ступенью (если вторая ступень рассматриваемой защиты согласована с первой ступенью защиты автотрансформатора);

б) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты в длительном неполнофазном режиме

работы предыдущей линии (если указанный режим работы предусматривается).

Выдержка времени третьей ступени ТЗНП должна быть согласована с выдержками времени соответствующих ступеней защит предыдущих элементов в соответствии с выражением (Б2.24), приведенном в п. **Б2.2.2.5**, выше.

При этом, рекомендуется дополнительно учитывать выдержку времени УРОВ, если степень защиты, предыдущая по отношению к той, с которой производится согласование, охватывает защищаемый участок с коэффициентом чувствительности менее 1,3. Допускается не учитывать выдержку времени УРОВ при наличии на предыдущем участке основной быстродействующей защиты.

Выбранный по рассмотренным выше условиям ток срабатывания третьей ступени защиты также проверяется согласно условию отстройки от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами (автотрансформаторами) подстанций данного и противоположного концов линии, в соответствии с выражением (Б2.18), приведенным в п. **Б2.2.1.5** выше.

См. также **Примечание к п. Б2.2.2.1** (выбор уставок срабатывания второй ступени защиты от замыканий на землю), выше.

**Б2.2.4** На тупиковых (и нетупиковых радиальных) линиях четвертая ступень защиты от замыканий на землю ЗІор, как правило, не применяется.

#### **Примечания.**

1. Вывод неиспользуемых ступеней ТЗНП в общем случае производится регулированием максимально возможной уставки по току срабатывания и максимально возможной уставкой ступени по времени.

2. Для устройств **MiCOM P43x** есть возможность отдельного вывода ступеней ТЗНП регулированием уставки по времени «∞» и «Блокирована» соответственно.

3. Для устройств **REL 670, D30/D60** и **MiCOM P443/P14x** есть возможность вывода ступеней ТЗНП специальной отдельной для каждой ступени уставкой ввода в работу.

4. В устройствах **P43x (AREVA)** необходимо учитывать особенность, в соответствии с которой 4 ступень ТЗНП (3Io>) не должна быть заблокирована (выведена из действия), т.е. эта ступень **обязательно** д.б. введена с уставками по току и времени.

#### **Б2.2.5** Ускорение при включении ВЛ на повреждение.

Токовая ступенчатая защита от замыканий на землю может использоваться для выполнения быстрого трехфазного отключения замыкания на землю при АПВ и ручном включении.

В цифровых защитах с помощью параметрирования можно установить от какой ступени защиты от замыканий на землю должно выполняться быстрое отключение при включении на КЗ.

В случае с использованием двухступенчатой защиты эта функция может возлагаться на вторую ступень, которая должна охватывать всю защищаемую линию с необходимым коэффициентом чувствительности.

Чтобы избежать ложного срабатывания вследствие протекания больших переходных токов при включении и по условию отстройки от одновременности включения фаз выключателя рекомендуется для ускоряемой ступени устанавливать временную задержку  $T_{SOFT}$ .

Задержка на срабатывание автоматического ускорения определяется согласно выражению:

$$T_{SOFT} = t_{В.РАЗН} + \Delta t, \quad (Б2.25)$$

где  $t_{В.РАЗН}$  – время разновременности включения фаз выключателя (согласно техническим параметрам выключателя);

$\Delta t$  – ступень надежности может быть принята (0,1 ÷ 0,2) сек.

**Примечание.** В необходимых случаях, может быть дополнительно задано время ограничения ввода (продолжительность) автоматического ускорения защит (ТЗНП, ДЗ и др.), которое из опыта эксплуатации, обычно принимается:  $T_{ОГР.УСК.РЗ} \approx 1,0$  с.

**Б2.2.6 На линиях, для которых предусматривается режим длительной работы двумя фазами, ТЗНП выполняется 3-ступенчатой:**

**Б2.2.6.1** Ток срабатывания первой ступени выбирается по условиям:

**Б2.2.6.1.1** Отстройка от тока утроенного тока нулевой последовательности в защите при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами противоположной подстанции, в режиме работы линии двумя фазами.

Отстройка выполняется согласно выражению:

$$(3I_0 \gg \gg) \geq K_{ОТС} \cdot 3I_{0\text{МАКС}}, \quad (Б2.26)$$

где  $3I_{0\text{МАКС}}$  – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты между тремя фазами за трансформаторами противоположной подстанции, в режиме работы линии двумя фазами;

$K_{ОТС} = 1,3$  – коэффициент отстройки при действии ступени без выдержки времени;



$K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки при действии ступени с выдержкой времени.

**Б2.2.6.1.2** В соответствии с требованиями п. **Б2.2.1.1** (отстройка от броска намагничивающего тока трансформаторов), **Б2.2.1.2** (отстройка от тока нулевой последовательности при неодновременном включении фаз выключателя), **Б2.2.1.4** (отстройка от встречного тока нулевой последовательности при замыкании на землю) и условием согласования с первыми (вторыми) ступенями защит предыдущих линий п. **Б2.2.2.4.1** (последнее только для нетупиковых линий).

На линиях, для которых предусматривается длительный неполнофазный режим условия п. **Б2.2.1.1**, п. **Б2.2.1.2** должны учитываться независимо от разновременности включения фаз выключателя (то есть от типа привода).

**Б2.2.6.1.3** На нетупиковых линиях при неиспользовании АПВ, исправляющего неселективные отключения питающих элементов сети (поочередное АПВ), первая ступень ТЗНП выполняется с выдержкой времени, согласованной с выдержкой времени первых ступеней защит предыдущих элементов.

В остальных случаях на нетупиковых линиях при использовании поочередного АПВ, и на тупиковых линиях - первая ступень выполняется без выдержки времени. В целях повышения быстродействия защиты, для указанных линий (длительно работающих в неполнофазном режиме), рекомендуется применение поочередного АПВ.

**Б2.2.6.2** Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности в неполнофазном нагрузочном режиме работы защищаемой линии по выражению:

$$(3I_0 \gg) \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot 3I_{\text{неп}}, \quad (\text{Б2.27})$$

где  $3I_{\text{неп}}$  – максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности в месте установки защиты в неполнофазном нагрузочном режиме работы защищаемой линии, с учетом самозапуска двигателей нагрузки;

$K_{\text{отс}} = 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_{\text{в}} = 0,95$  – коэффициент возврата реле.

Выдержка времени второй ступени должна быть согласована с выдержкой времени соответствующей ступени защиты предыдущей линии (для нетупиковой линии) и защитой трансформатора противоположной подстанции от внешних междуфазных КЗ.

**Б2.2.6.3** Ток срабатывания и выдержка времени третьей ступени защиты на нетупиковых линиях выбираются также по п. **Б2.2.3** (поскольку рассматриваемая ступень в неполнофазном режиме из работы выводится). На тупиковых линиях ток срабатывания выбирается по условию п. **Б2.2.1.5** (отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций), а выдержка времени отстраивается от одновременности включения фаз выключателя.

### **Б3 Выбор уставок максимальной токовой защиты (основная или резервная МТЗ) (ANSI 50, 50N, 51, 51N)**

В микропроцессорных устройствах релейной защиты максимальная токовая защита, выполняет следующие функции:

- Максимальной токовая защита для фазных токов.
- Максимальной токовая защита для тока нулевой последовательности.

Каждая из токовых защит может иметь до четырех ступеней. Четвертая ступень как фазной МТЗ, так и МТЗ от замыканий на землю, как правило, может выполняться как с независимой выдержкой времени (UMZ – защита), так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания (AMZ – защита).

Как правило, для любой из четырех ступеней МТЗ может задаваться ускорение действия защит при ручном или автоматическом включении защищаемой линии на КЗ.

Для МТЗ от замыканий на землю, как правило, предусматривается возможность работы как с измеренным, так и с расчетным значением  $3I_0$ , для этого к устройству должны быть подведены три фазных тока.

Функция максимальной токовой ступенчатой защиты в микропроцессорных терминалах дистанционной защиты может использоваться как аварийная или как резервная токовая защита от всех видов КЗ. Аварийная токовая защита автоматически вводится в работу при исчезновении измерительного напряжения с блокировкой дистанционной и направленных токовых защит.

Функцию максимальной токовой защиты от всех видов КЗ, в терминалах дистанционной защиты линий электропередачи, рекомендуется использовать преимущественно в качестве аварийной защиты с действием на трехфазное отключение. При этом выбор уставок аварийной токовой защиты аналогичен выбору уставок резервной МТЗ.

Аварийная МТЗ не использует измерение переменного напряжения сети и, вследствие этого, не может иметь направленность действия (ANSI 50/50N).

Резервная МТЗ (реализуемая, как правило, в отдельном комплекте токовых защит) по выбору пользователя может выполняться ненаправленного (ANSI 50/50N), или направленного (ANSI 67/67N) действия. Для линий с односторонним питанием, в целях повышения надежности действия, рекомендуется применять (по преимуществу) **ненаправленное** действие МТЗ от всех видов КЗ.

### **Б3.1 Характеристика направленности**

**Б3.1.1** Характеристика направленности, т.е. расположение области срабатывания “вперед” и “назад” устанавливается для фазных органов направления и для органов направления нулевой последовательности отдельно. Угол КЗ, как правило, имеет индуктивный характер и расположен в диапазоне от  $30^\circ$  до  $60^\circ$ . Например, обычно по умолчанию установленные углы направления зоны действия « $+45^\circ$ » для фазных органов направления и « $-45^\circ$ » для органов направления нулевой последовательности, могут быть оставлены по умолчанию для установки опорного напряжения, так как они гарантируют надежное определение направления. Тем не менее, для специальных случаев могут применяться другие настройки углов.

Опорное напряжение фазных органов направления (напряжение неповрежденной фазы), при замыканиях на землю расположено перпендикулярно относительно напряжения КЗ. В связи с этим расчетный угол поворота опорного напряжения определяется с учетом угла КЗ ( $\varphi_K$ ) следующим образом:

– Фазный орган направления (при замыканиях на землю) угол поворота опорного напряжения, равный  $90^\circ - \varphi_K$ .

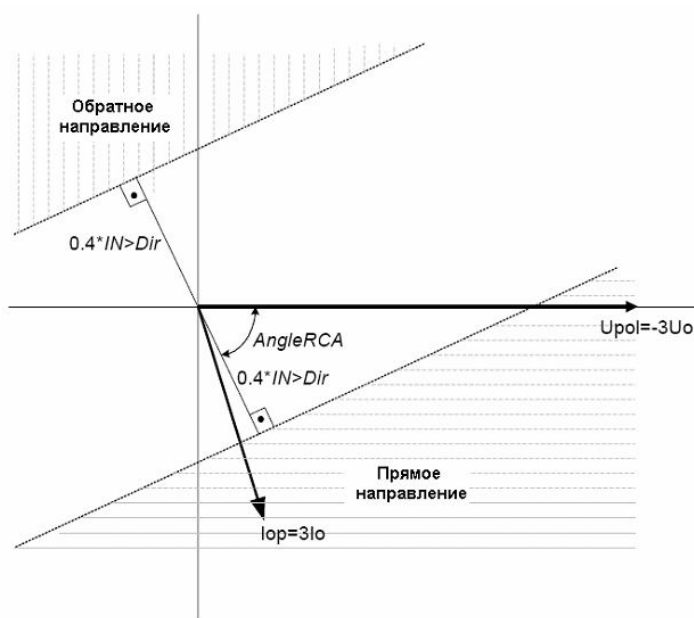
Для направленных земляных ступеней опорное напряжение – это напряжение КЗ. Расчетный угол поворота опорного напряжения определяется следующим образом:

– Орган направления нулевой последовательности (замыканий на землю) угол поворота опорного напряжения, равный минус  $\varphi_K$ .

Также следует отметить, что для фазных органов направления при междуфазных замыканиях опорное напряжение поворачивается на угол от  $0^\circ$  (удаленное КЗ) до  $30^\circ$  (близкое КЗ) в зависимости от опорного напряжения КЗ. Это учитывается величиной  $15^\circ$ . Расчетный угол поворота опорного напряжения определяется следующим образом:

– Фазный орган направления (междуфазное КЗ) угол поворота опорного напряжения, равный  $90^\circ - \varphi_K - 15^\circ$ .

**Б3.1.2** Иллюстрация определения направления мощности КЗ на примере устройств дистанционной защиты «ABB» REL670.

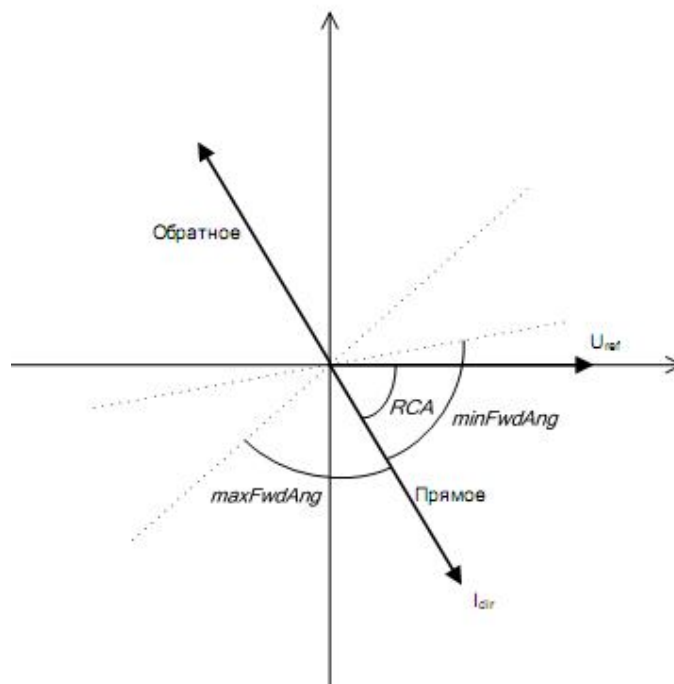


**Рисунок Б21** – Характеристика органа направления ТЗНП

Для органа направленности необходимо задание двух обязательных уставок:

– Минимальный ток работы  $I_{N>Dir}$ . Необходимо учесть, что орган направленности будет работать, если  $I_{0p} \cdot \cos(\varphi - \text{AngleRCA})$  превышает 40% от  $I_{N>Dir}$ .

– Характеристический угол реле  $\text{AngleRCA}$  зоны прямого и обратного направления реле.



**Рисунок Б22** – Направленная характеристика МТЗ

Направленность МТЗ задается в виде характеристического угла  $\text{AngleRCA}$  функции и углового сектора работы  $\text{AngleROA}$ .

Значение угла  $\text{AngleRCA}$  по умолчанию равно минус  $65^\circ$ . Регулируемый уставкой угол  $\text{AngleROA}$  определяет границы направленной зоны срабатывания.

## Б3.2 Выбор уставок срабатывания фазной МТЗ (ANSI 50, 51)

### Б3.2.1 Выбор уставок первой ступени фазной МТЗ ( $I_{ph} \gg$ Токовая отсечка, действующая без выдержки времени).

Выбор уставки  $I_{ph} \gg$  производится по следующим условиям:

#### Б3.2.1.1 Отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$(I_{ph} \gg) \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{н.макс}, \quad (Б3.1)$$

где  $K_{отс} = 1,1 \div 1,2$  – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$  – коэффициент возврата защиты;

$I_{н.макс} \geq K_{сам} \cdot I_{раб.макс}$  – максимальный ток нагрузки линии, с учетом самозапуска электродвигателей;

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток линии в нагрузочных режимах;

$K_{сам} \approx 1,5 \div 2,0$  – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей, при необходимости уточняется расчетом.

**Б3.2.1.2** Отстройка от максимального тока при трехфазных и однофазных КЗ на шинах подстанции противоположного конца защищаемой (нетупиковой) линии:

$$(I_{ph} \gg) \geq K_{отс} \cdot I_{к.макс.вн}, \quad (Б3.2)$$

где  $K_{отс} = 1,2 \div 1,3$  – коэффициент отстройки;

$I_{к.макс.вн}$  – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазном и однофазном КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца линии.

**Б3.2.1.3** Отстройка от максимального тока при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой (нетупиковой) линии, или на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС противоположного конца защищаемой (тупиковой) линии и всех ее ответвлениях:

$$(I_{ph} \gg) \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.макс.тр}}, \quad (\text{Б3.3})$$

где  $K_{\text{отс}} = 1,2 \div 1,3$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{к.макс.тр}}$  – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазном и однофазном КЗ на шинах на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии.

**Примечание.** Условие отстройки от максимального тока замыканий на землю применимо только для стороны СН автотрансформаторов, присоединенных на ответвлениях или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии 220-330 кВ.

**Б3.2.1.4** Отстройка от тока включения (броска тока намагничивания) трансформаторов и АТ в том случае, если возможно включение их под напряжение через защищаемую линию:

$$(I_{ph} \gg) \geq (4 \div 5) \cdot I_{\Sigma.\text{НОМ.ТР}}, \quad (\text{Б3.4})$$

где  $I_{\Sigma.\text{НОМ.ТР}} = \frac{S_{\Sigma.\text{НОМ.ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$  – суммарный номинальный ток подключаемых

трансформаторов (АТ);

$S_{\Sigma.\text{НОМ.ТР}}$  – суммарная номинальная мощность подключаемых трансформаторов (АТ);



$U_{\text{НОМ}}$  – среднее номинальное напряжение сети.

**Примечания.**

1. Условие может не приниматься во внимание в случае использования функции торможения (блокирования действия) от броска тока включения (намагничивания) для данной ступени защиты, реагирующей на появление в измеряемом токе второй гармонической составляющей (100Гц), превышающей заданную величину.

2. В устройствах защиты серий **ШЭ 2706 (НПП ЭКРА)** и **UR** производства компании **GE Multilin** не предусмотрена блокировка функций токовой защиты при бросках тока намагничивания. При необходимости выполнения такой блокировки Изготовителем **GE Multilin** предлагается использовать контроль по величине коэффициента гармонических искажений (THD), который рассчитывается в устройстве по формуле

$$\text{THD, \%} = \frac{I_{\text{phasor}}}{I_{\text{rms}}} \cdot 100$$
, где  $I_{\text{phasor}}$  – действующее значение тока нулевой последовательности для основной гармоники,  $I_{\text{rms}}$  – действующее значение тока нулевой последовательности с учетом всех гармоник по 25-ую включительно.

**Б3.2.1.5** В случае наличия на линии ответвлений, первая ступень (ненаправленного действия) должна быть дополнительно отстроена от тока, протекающего в месте ее установки, посылаемого двигателями ответвлений при трехфазных коротких замыканиях в сети за шинами подстанции, на которой установлена данная защита.

$$(I_{ph} \gg) \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{к.отв.вл}} \quad (\text{Б3.5})$$

где  $K_{\text{отс}}=1,25$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{к.отв.вл}}$  – суммарный встречный ток ответвлений линии, протекающий в месте установки защиты при трехфазном КЗ на шинах данной ПС.

Ток срабатывания принимается равным большему из полученных значений по условиям выбора уставки в пунктах **Б3.2.1.1 – Б3.2.1.5**.

**Б3.2.1.6** Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой (тупиковой или нетупиковой) линии в минимальном режиме работы сети:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{(I_{\text{ph}} \gg)} \geq 1,2, \quad (\text{Б3.6})$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности

$I_{\text{к.мин}}$  – минимальный ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии;

$I_{\text{ph}} \gg$  уставка по току срабатывания 1-й степени МТЗ (токовой отсечки), определяемая из условий **Б3.2.1.1 - Б3.2.1.5** (наибольшее расчетное значение).

Чувствительность выбранной уставки  $I_{\text{ph}} \gg$  обеспечивается при выполнении требования выражения (Б3.6), в противном случае указанную степень следует считать частично эффективной, при наличии второй (резервной) степени фазной МТЗ.

### **Б3.2.2 Выбор уставки второй степени фазной МТЗ ( $I_{\text{ph}} >$ ).**

Выбор уставок  $I_{\text{ph}} >$  производится по следующим условиям:

**Б3.2.2.1** Отстройка от максимального тока нагрузки линии, в соответствии с требованиями п. **Б3.2.1.1**.

**Б3.2.2.2** Отстройка при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на шинах ПС

противоположного конца защищаемой (нетупиковой) линии и всех ее ответвлениях, или на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой (тупиковой) линии, в соответствии с требованиями п. Б3.2.1.3.

**Б3.2.2.3** Согласование с первыми (вторыми) ступенями ДЗ (МТЗ), ТЗНП, линии (линий) предыдущего участка сети (нетупиковой линии):

$$(I_{ph} >) \geq K_{\text{СОГЛ}} \cdot I_{\text{К.МАКС}}, \quad (\text{Б3.7})$$

где  $K_{\text{СОГЛ}} = 1,1 \div 1,2$  – коэффициент согласования;

$I_{\text{К.МАКС}}$  – максимальный ток, протекающий в месте установки защиты при междуфазном или однофазном КЗ в конце зоны действия ступеней защит, с которыми производится согласование.

**Примечание.** При определении максимального тока  $I_{\text{К.МАКС}}$  в выражении (Б3.6), целесообразно дополнительно учитывать ток нагрузки линии согласно выражению:

$$I_{\text{К.МАКС}} = I_{\text{КЗ.ПРЕД.}} + \sum I_{\text{РАБ.МАКС(N-n)}}$$

где  $I_{\text{КЗ.ПРЕД.}}$  – ток линии при КЗ в конце зоны действия ступени защиты присоединения, с которыми производится согласование (как правило рассматривается наибольшее значение для всех питаемых присоединений);

$\sum I_{\text{РАБ.МАКС(N-n)}}$  – максимальный (суммарный) ток нагрузки защищаемой линии, исключая нагрузку присоединения с защитой которого производится согласование

**Б3.2.2.4** Обеспечение чувствительности при междуфазных КЗ в конце защищаемой (тупиковой или нетупиковой) линии в минимальном расчетном

режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{(I_{\text{ph}} >)} \geq 1,5, \quad (\text{БЗ.8})$$

где  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{к.мин}}$  – минимальный ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазных КЗ в конце защищаемой ВЛ;

$I_{\text{ph}} >$  уставка по току срабатывания 2-й ступени МТЗ, определяемая из условий **БЗ.2.2.1 - БЗ.2.2.3** (наибольшее расчетное значение).

Чувствительность выбранной уставки  $I_{\text{ph}} >$  обеспечивается при выполнении требования выражения (БЗ.7), в противном случае, необходимо изменить условия выбора уставки:

– по п. **БЗ.2.2.2**: для «нетупиковых» и «тупиковых» линий вместо отстройки от КЗ на сторонах НН и СН трансформаторов (ПС противоположного конца и на ответвлениях линии) может выполняться согласование с быстродействующими защитами на сторонах НН и СН указанных трансформаторов;

– по п. **БЗ.2.2.3**: для «нетупиковых» линий согласование может выполняться со 2-й ступенью (вместо 1-й) защиты линии (линий) предыдущего участка сети.

**БЗ.2.2.6** Время срабатывания  $t_{\text{ср}}$  второй ступени МТЗ необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{рз}} + \Delta t, \quad (\text{БЗ.9})$$

где  $t_{\text{рз}}$  – время действия защит от междуфазных КЗ и замыканий на землю смежных присоединений на противоположном конце защищаемой

линии, с которыми производится согласование по сопротивлению и времени срабатывания (или только по времени срабатывания);

$\Delta t$  – степень селективности, принимается равной 0,3 с (см. также Примечание к п. **Б1.5.7**, выше).

### **Б3.3 Выбор уставок срабатывания МТЗ от замыканий на землю (резервная ТЗНП) (ANSI 50N)**

#### **Б3.3.1 Выбор уставки первой ступени МТЗ от замыканий на землю (3I0>>)**

**Б3.3.1.1** Выбор уставки срабатывания первой ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю 3I0>> тупиковых линий производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.1.1** (отстройка от броска намагничивающего тока трансформаторов) и **Б2.2.1.7** (проверка чувствительности первой ступени ТЗНП).

**Примечание.** При необходимости отстройки уставки срабатывания от тока включения (броска тока намагничивания) трансформаторов, подключенных к линии, может использоваться расчетное выражение (3.4) п. **Б3.2.1.4**.

**Б3.3.1.2** Выбор уставки срабатывания первой ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю 3I0>> нетупиковых линий производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.1.8** (выбор тока срабатывания первой ступени ТЗНП).

### **Б3.3.2 Выбор уставки второй ступени МТЗ от замыканий на землю (3I0>)**

**Б3.3.2.1** Выбор уставки срабатывания второй ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю 3I0> тупиковых линий, производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.2.1** (отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций) и **Б2.2.2.3** (проверка чувствительности второй ступени ТЗНП).

**Б3.3.2.2** Выбор уставки срабатывания второй ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю 3I0> нетупиковых линий производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.2.4** (выбор тока срабатывания второй ступени ТЗНП нетупиковых линий).

**Б3.3.2.3** Время срабатывания  $t_{CP}$  второй ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю тупиковых линий, производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.2.1**.

**Б3.3.2.4** Время срабатывания  $t_{CP}$  второй ступени максимальной токовой защиты от замыканий на землю нетупиковых линий, производится в соответствии требованиями п. **Б2.2.2.5**.

### **Б3.4 Выбор уставок срабатывания функции Мгновенное отключение при больших токах КЗ (SOTF/ANSI 50)**

**Б3.4.1** Функция мгновенного отключения при больших токах КЗ реализует отключение без выдержки времени при включении присоединения на КЗ. Функция используется в качестве быстродействующей защиты при включении выключателя линии (например) на заземляющие ножи, но может

также действовать при любом включении, в т.ч. при АПВ линии (при задании соответствующих параметров АПВ). Факт включения присоединения определяется защитой при действии функции определения положения силового выключателя.

**Б3.4.2** Выбор уставки срабатывания функции мгновенного отключения  $I_{>>>}$  тупиковых линий, производится в соответствии с требованиями к первой ступени фазной МТЗ  $I_{ф>>}$  (Токовая отсечка, действующая без выдержки времени) по п. **Б3.2.1.1** (Отстройка от максимального тока нагрузки линии) и п. **Б3.2.1.4** (Отстройка от тока включения трансформаторов).

Ток срабатывания принимается равным большему из полученных значений по условиям выбора уставки по **пунктам Б3.2.1.1, Б3.2.1.4**.

**Б3.4.3** Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$K_q = \frac{I_{к.мин}}{(I_{>>>})} \geq 1,2, \quad (\text{Б3.10})$$

где  $K_q$  – коэффициент чувствительности;

$I_{к.мин}$  – минимальный ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии;

$I_{>>>}$  уставка по току срабатывания 1-й ступени МТЗ (токовой отсечки), определяемая из условий **пунктов Б3.2.1.1, Б3.2.1.4**.

#### **Специальные пояснения.**

1. Необходимыми условиями выбора уставки  $I_{>>>}$  являются требования **пунктов Б3.2.1.1, Б3.2.1.4**.

2. Функцию **Мгновенное отключ при включении на КЗ** следует использовать (в режиме автоматического ввода) даже при условии обеспечения чувствительности согласно (Б3.10) только в максимальных режимах работы сети.

## **Б4 Выбор уставок устройства резервирования отказа выключателя линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием (ANSI 50BF - УРОВ)**

Устройство резервирования при отказе выключателя линии, при коротком замыкании на линии и отказе в его отключении выключателем, предназначено для отключения питающих присоединений, смежных с выключателем линии.

### **Б4.1 Основные принципы действия УРОВ, применяемые в микропроцессорных устройствах защиты и управления «AREVA», «General Electric», «ABB» и «НПП ЭКРА».**

Пуск УРОВ осуществляется при действии защит линии на отключение выключателя линии.

Действие УРОВ с выдержками времени на отключение выполняется (как правило) с контролем наличия минимального тока в цепи контролируемого выключателя и/или контролем положения выключателя (мониторинг состояния НО блок-контактов выключателя). **При наличии соответствующих технических возможностей, рекомендуется выполнять УРОВ с контролем по току в цепи выключателя.**

В основном используется двухступенчатое действие УРОВ. В этих случаях, первое действие УРОВ (с минимальной выдержкой, или без выдержки времени), как правило, повторяет команду отключения от защиты линии, действуя (например) на вторую катушку отключения, а если выключатель не реагирует на повторную команду отключения, то второе действие УРОВ отключает смежные (питающие) выключатели с большей выдержкой времени.

При наличии одноступенчатого УРОВ, применяется только действие с выдержкой времени на отключение питающих смежных присоединений.

Для линии с односторонним питанием используется трехфазный пуск УРОВ с действием на трехфазное отключение.



В случаях, когда заранее определено, что выключатель, на который действует защита линии неисправен, например, отсутствует оперативное напряжение или не заведена пружина привода, нет необходимости ожидать отключения выключателя. Если используется критерий, сообщающий о неготовности выключателя через дискретный вход устройства защиты (ВЫКЛ неисправ), при его появлении и наличии команды на отключение от устройства защиты, запускается отдельная (минимальная) выдержка времени на отключение смежных выключателей питающих присоединений (на сборных шинах).

### **Особенности реализации функции УРОВ в шкафах ШЭ 2607 (НПП ЭКРА)**

Функция УРОВ шкафа реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ по выбору эксплуатации:

- с автоматической проверкой исправности выключателя, когда при пуске УРОВ от защит формируется сигнал на отключение резервируемого выключателя (первая ступень УРОВ), и с дополнительной выдержкой времени на отключение смежных выключателей (вторая ступень УРОВ);

- с дублированным пуском от защит, когда сигнал на отключение смежных присоединений линии контролируется сигналом РПВ (КQC), который формируется при действии защит на отключение резервируемого выключателя (в цепи соленоида отключения).

При работе по схеме дублированного пуска от защит с контролем РПВ, действие УРОВ на доотключение резервируемого выключателя (действие УРОВ «на себя») выводится программным способом.

Выбор уставок УРОВ сводится к выбору выдержки времени устройства на отключение смежных выключателей и к выбору уставки по току срабатывания реле тока УРОВ.

Выдержка времени УРОВ может быть принята равной (0,2 ÷ 0,3) с, что улучшает условия сохранения устойчивости энергосистемы и уменьшает выдержки времени резервных защит.

**Примечание.** В случае установки отдельного децентрализованного устройства защиты шин и резервирования отказа выключателей РУ, для реализации функции УРОВ линии используется, как правило, это устройство.

В связи с тем, что основные уставки УРОВ имеют непосредственное отношение к центральному терминалу (координатору) децентрализованного устройства ДЗШ/УРОВ, и должны определяться в общей структуре этого устройства, **в данной работе выбор указанных параметров не рассматривается.**

**Б4.2** Пороговое значение срабатывания тока **50BF (I>BF)** уставка интегрированного контроля тока, относящаяся ко всем трем фазам (и/или к току нулевой последовательности).

Рекомендуется уставка по току на 10% ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать. Значение тока срабатывания не должно быть задано слишком низким (выше возможного тока небаланса), иначе, в условиях отключения очень высокого тока, переходный процесс во вторичных цепях ТТ может привести к увеличению времени возврата УРОВ.

$$50BF(I > BF) \leq \frac{I_{РЗ.МИН}}{K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot I_{РЗ.МИН}, \quad (\text{Б4.1})$$

где  $I_{РЗ.МИН}$  – минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при междуфазных КЗ и замыканий на землю на землю в зоне чувствительности защит, действующих на отключение с пуском УРОВ;

$K_{\text{ч}} = 1,1$  – коэффициент чувствительности УРОВ.

### **Примечания.**

1. Функция УРОВ устройств защиты серии **MiCOM P43x (AREVA)** не использует контроль наличия минимального тока в цепи контролируемого выключателя (а также контроль состояния блок-контактов выключателя), поэтому указанная выше уставка для этих устройств не применима.

2. В устройствах защиты серии **MiCOM P44x (AREVA)** используется контроль (датчик) минимального тока в цепи выключателя с действием на возврат пуска УРОВ при снижении тока ниже заданного порога чувствительности. Указанная выше расчетная уставка может также использоваться в качестве минимального порога по току.

**Б4.3** Выдержка времени УРОВ должна учитывать максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока и время запаса, которое учитывает погрешность органа выдержки времени.

Таким образом, выдержка времени УРОВ определяется по выражению:

$$50BF(T) \geq T_{\text{УРОВ}} \geq T_{\text{ОВ}} + T_{\text{РТ}} + \Delta t_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б4.2})$$

где  $T_{\text{ОВ}}$  – максимальное время отключения выключателя, которое определяется типом выключателя (ориентировочно это время составляет  $(0,03 \div 0,06)$  с для исправного выключателя);

$T_{\text{РТ}}$  – время возврата органа контроля протекания тока, принимается равным 0,02 с;

$\Delta t_{\text{ЗАП}}$  – время запаса, принимается равным 0,1 с.

**Б4.3.1** Первая (минимальная) выдержка времени на повторное отключение выключателя может составлять:

$$50BF(T1) \geq 0,01 \div 0,15 \text{ сек.} \quad (\text{Б4.3})$$

**Примечание.** Не исключается также применение традиционного действия УРОВ на повторное отключение без выдержки времени.

**Б4.3.2** Соответственно, вторая или единственная выдержка времени УРОВ на отключение смежных присоединений принимается (по опыту эксплуатации, с учетом ступени селективности):

$$50BF(T2) \geq 0,2 \div 0,4 \text{ с.} \quad (\text{Б4.4})$$

**Примечание.** В случае применения действия 1-й ступени УРОВ на повторное отключение без выдержки времени, выдержка времени 2-й ступени может быть оптимально уменьшена до величины (0,2 ÷ 0,3) с.

## **Б5 Выбор уставок трехфазного автоматического повторного включения – ТАПВ линий 110 – 330 кВ с односторонним питанием (ANSI 79)**

В соответствии с требованиями ПУЭ, на одиночных воздушных и кабельно-воздушных линиях 110 кВ и выше с односторонним питанием, в целях повышения вероятности восстановления питания потребителей после ликвидации КЗ, следует предусматривать ТАПВ двукратного действия на питающем конце линии.

Кроме того, согласно решениям протокола от 25.02.2013 «Технического совещания ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по вопросу организации АПВ кабельно – воздушных ЛЭП 110 кВ и выше», необходимо:

- Безусловно применять АПВ КВЛ 110кВ и выше, если кабельные участки применяются только для захода КВЛ в КРУЭ;
- В прочих случаях, использовать АПВ КВЛ 110кВ и выше, при отсутствии на них участков с непосредственным соприкосновением кабелей разных фаз;
- Для КВЛ 110кВ и выше, указанных в предыдущих пп., не применять устройства РЗА для выявления КЗ на кабельных участках КВЛ (при проектировании объектов ОАО «ФСК ЕЭС»).

Основные принципы действия ТАПВ, применяемые в микропроцессорных устройствах защиты и управления «**AREVA**», «**General Electric**» и «**ABB**» для линий с односторонним питанием представлены ниже.

Действие АПВ на включение выключателя линии осуществляется по факту срабатывания заданных защит на отключение и пуск АПВ указанного выключателя в том числе: дистанционной, токовой защит, защиты нулевой последовательности, максимальной токовой защиты линии (действием как внутренних функций, так и внешних устройств защиты). АПВ функционирует с контролем (проверкой) отключения выключателя из включенного состояния,

готовности к включению, проверкой наличия/отсутствия напряжений (в необходимых случаях) и с заданной выдержкой времени ( $T$  цикла АПВ).

Пуск АПВ может быть задан при действии отдельных, или всех внутренних функций защиты от повреждения оборудования. То же самое относится к сигналам отключения от внешних устройств защиты, которые передаются через дискретные входы устройства (АПВ).

Пуск АПВ (в том числе многократного) выполняется от первой команды отключения КЗ от защиты, действующей с пуском АПВ.

Длительность бестоковой паузы – то есть время от отключения КЗ (фиксируется при возврате команды отключения или сигналом от блок-контактов выключателя) до начала команды автоматического включения – может изменяться в зависимости от режима работы АПВ, заданного при определении объема функций устройства и пусковых сигналов, получаемых от защит.

АПВ может быть предварительно заблокировано сигналом дискретного входа, при этом его пуск не осуществляется. Если цикл АПВ уже начался, то при получении соответствующего сигнала выполняется динамический запрет АПВ. Каждый цикл АПВ может также блокироваться индивидуально через дискретный вход устройства. В этом случае рассматриваемый цикл недопустим и пропускается при переходе к допустимому циклу.

Например, АПВ не пускается или дополнительно блокируется при действии автоматического ускорения защит при включении выключателя, при получении команды телеотключения с противоположного конца, действии УРОВ или устройств противоаварийной автоматики.

Если АПВ успешное, то после окончания выдержки времени запрета (возврата в исходное состояние) все функции АПВ приходят в исходное состояние. Повреждение после окончания выдержки времени запрета АПВ рассматривается как новое КЗ в сети.

Если выключатель включается вручную (сигнал от ключа управления поступает через дискретный вход, локальную функцию управления или один из последовательных интерфейсов), АПВ запрещается на заданное время (Тблок ручн. вкл). Если в это время появляется команда отключения, предполагается, что выключатель включили на металлическое КЗ (например, включенный заземляющий нож). Любая команда отключения в это время является окончательной.

Условием выполнения АПВ после отключения КЗ является то, что к моменту пуска АПВ (т.е. в начале первой команды отключения) выключатель готов, по меньшей мере, к одному циклу ОТКЛ-ВКЛ-ОТКЛ. Сигнал готовности выключателя поступает в устройство через дискретный вход (ВЫКЛ Готов). В случае если схема сигнализации готовности привода отсутствует, опрос выключателя может не выполняться. Устройство может контролировать время приведения в готовность выключателя. При этом, время бестоковой паузы может (как правило) продлеваться, если после его истечения нет сигнала готовности выключателя. После истечения заданного времени контроля выполняется динамический запрет АПВ.

Устройство непрерывно проверяет положение выключателя: если блок-контакты показывают, что выключатель не включен (тремя фазами), АПВ не может быть запущено. Это определяет возможность действия АПВ на включение только в случаях, если выключатель был отключен из предварительно включенного положения, а не находится длительно в отключенном состоянии.

Бестоковая пауза АПВ начинается, когда снимается команда отключения или блок-контакты сигнализируют, что выключатель отключен. Если функция АПВ готова, то все КЗ в зоне действия ступеней защиты, которые запускают АПВ, отключаются тремя фазами с пуском АПВ. При возврате команды отключения или размыкании контактов выключателя (контроль по блок-контактам) начинается бестоковая пауза (с задаваемой длительностью).

По окончании паузы на выключатель выдается команда включения. Одновременно запускается выдержка времени запрета (возврат схемы в исходное состояние с задаваемой длительностью).

Если КЗ устранилось до истечения набора выдержки времени запрета (успешное АПВ), то все функции придут в исходное состояние.

Если КЗ не устранилось во втором цикле (неуспешное АПВ), то защита выполнит окончательное отключение. Также любое КЗ в течении времени запрета (возврата) АПВ приведет к окончательному отключению выключателя. После неуспешного повторного включения (окончательного отключения) АПВ запрещается динамически.

Для повторной проверки готовности выключателя во время паузы, как правило, может быть задана выдержка времени проверки готовности выключателя. Эта выдержка времени должна быть немного больше, чем время восстановления выключателя после цикла ОТКЛ-ВКЛ-ОТКЛ.

Длительность блокировки при ручном включении (Тблок ручн. вкл) должна обеспечивать надежное включение и отключение выключателя (от 0,5 с до 1 с). Если в течении этого времени после включения выключателя какой-либо функцией защиты будет обнаружено повреждение, то АПВ не выполняется и это приведет к окончательному трехфазному отключению.

**Основные принципы действия ТАПВ, применяемые в микропроцессорных устройствах защиты и управления «НПП ЭКРА» для линий с односторонним питанием.**

Предусмотрена возможность АПВ:

- АПВ линии по факту отсутствия напряжения на линии и наличию напряжения на шинах;
- АПВ без контроля этих напряжений ("Слепое" АПВ).

Пуск АПВ происходит по факту готовности устройства АПВ к действию, которая реализуется при наличии сигнала разрешения подготовки (сигнал о включенном положении выключателя), по окончании времени  $t_{ГОТ}$ .



Пуск АПВ («по несоответствию») осуществляется командой на включение выключателя, которая формируется при сработавшем состоянии логической схемы фиксации положения выключателя и отключенном выключателе, чему соответствует сработавшее состояние реле положения "Отключено" (КQT).

Предусмотрена возможность запрета действия АПВ:

- от ДЗШ запрет АПВ1 и АПВ2;
- от ключа управления (КСТ) по команде "Отключить" - запрет АПВ1 и АПВ2;
- от оперативного переключателя - запрет АПВ2;
- от УРОВ;
- при действии на отключение от III ступени ДЗ;
- при действии на отключение с ускорением от сигнала телеотключения;
- от защиты трансформатора (автотрансформатора).

Предусмотрена возможность оперативного вывода АПВ из действия.

Устройство АПВ работает следующим образом:

Устройство готово к работе через время  $t_{ГОТ}$  при наличии сигнала разрешения подготовки и отсутствии сигналов запрета.

В состоянии готовности к работе и поступлении непрерывного сигнала пуска устройство через время  $t_1$  осуществляет первый цикл АПВ. Если в процессе набора выдержки времени  $t_1$  пусковой сигнал исчезает, то набранная выдержка сбрасывается и схема возвращается в исходное состояние.

Если устройство находилось в состоянии набора выдержки времени готовности к работе  $t_{ГОТ}$  после срабатывания с выдержкой времени  $t_1$ , то при повторном поступлении непрерывного сигнала пуска (неуспешное АПВ1) через время  $t_2$  устройство осуществляет второй цикл АПВ. Если в процессе набора выдержки времени  $t_2$  пусковой сигнал исчезает, то набранная выдержка  $t_2$  сбрасывается и схема возвращается в режим набора выдержки времени готовности к повторному действию.

Если второй цикл АПВ был успешным, то начинается набор выдержки времени готовности к повторному действию, по окончании которого устройство должно возвратиться в исходное состояние.

При наличии сигнала запрета АПВ первого цикла и поступлении непрерывного сигнала пуска устройство формирует выходной сигнал  $t_{\text{ВЫХ}}$  с выдержкой времени  $t_2$ .

При наличии сигнала запрета АПВ второго цикла и поступлении непрерывного сигнала пуска, устройство формирует выходной сигнал  $t_{\text{ВЫХ}}$  с выдержкой времени  $t_1$ . При снятии сигнала запрета, возврат соответствующего цикла в исходное состояние осуществляется после набора выдержки времени готовности  $t_{\text{ГОТ}}$ .

Набор выдержки времени готовности к повторному действию производится только при наличии сигнала разрешения подготовки.

В основном, для функции АПВ линий с односторонним питанием определяются следующие расчетные параметры:

**Б5.1** Время срабатывания, или длительность бестоковой паузы в цикле первого крата ТАПВ должно быть больше времени полного отключения КЗ и времени деионизации среды в месте КЗ после полного его отключения.

Минимальное время задержки действия ТАПВ (1-й крат или цикл) определяется по следующему выражению:

$$T_{1\text{АПВ}} \geq T_{\text{д}} + T_{\text{ОВ}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б5.1})$$

где  $T_{\text{д}}$  – время деионизации среды в месте КЗ на ВЛ, значение которого зависит от метеорологических условий, значения и длительности протекания тока КЗ, от рабочего напряжения; ориентировочные средние значения следующие:

– для сетей 110 кВ  $T_{\text{д}} = (0,17 \div 0,2)$  с;

– для сетей 220 (330) кВ  $T_{\text{д}} = (0,3 \div 0,4)$  с;

$T_{\text{ОВ}}$  – время отключения выключателя, зависит от типа выключателя (обычно не превышает 0,1 с);

$T_{\text{ЗАП}} = 0,5$  с – время запаса (степень селективности).

По опыту эксплуатации выдержка времени 1-го крата АПВ для одиночных воздушных линий с односторонним питанием может быть задана в пределах  $1 \div 2$  с.

**Б5.2** Время срабатывания, или длительность бестоковой паузы в цикле второго крата ТАПВ должно быть больше времени готовности выключателя ко второму циклу включения/отключения.

Минимальное время задержки действия ТАПВ (2-й крат или цикл) определяется по следующему выражению:

$$T_{2\text{АПВ}} \geq T_{\text{ГОТ.2Ц}} + T_{\text{ЗАП}} \quad (\text{Б5.2})$$

где  $T_{\text{ГОТ.2Ц}}$  – максимальное время готовности выключателя линии к повторному циклу включения (определяется техническими данными привода выключателя, обычно составляет несколько секунд);

$T_{\text{ЗАП}} = 0,5$  с - время запаса.

Увеличение  $T_{2\text{АПВ}}$  повышает вероятность успешного действия АПВ во втором цикле. Для выключателей с пружинными приводами  $T_{2\text{АПВ}}$  должно быть не меньше времени возврата привода в состояние готовности к АПВ, то есть времени натяжения пружины привода.

**Б5.3** Минимальная выдержка времени запрета (возврата в исходное состояние) функции АПВ линии (запускаемая как правило, одновременно с

командой на включение выключателя), может быть определена согласно выражению:

$$T_{\text{ВОЗВР.АПВ}}(T_{\text{АПВ}}) \geq T_{\text{ВКЛ}} + T_{\text{РЗ}} + T_{\text{ОТКЛ}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б5.3})$$

где  $T_{\text{ВКЛ}}$  – время включения выключателя;

$T_{\text{РЗ}}$  – максимальная выдержка времени действия ступеней резервных защит линии;

$T_{\text{ОТКЛ}}$  – время отключения выключателя;

$T_{\text{ЗАП}} = 0,5$  с время запаса.

**Б5.4** Мощные синхронные электродвигатели и компенсаторы, питаемые от тупиковой линии, могут длительно питать место КЗ, поэтому при расчете уставок устройств АПВ это обстоятельство необходимо учитывать.

Для исключения подпитки места КЗ на подстанциях с синхронными электродвигателями следует устанавливать защиту от понижения частоты с минимально возможной выдержкой времени, действующую на отключение синхронного электродвигателя. При этом устройство АПВ, устанавливаемое на выключателе линии, питающей подстанцию с синхронным двигателем, рекомендуется выполнять с контролем отсутствия напряжения на линии.

Минимальное время задержки действия ТАПВ (1-й крат или цикл) в этом случае определяется также по выражению (Б5.1).

Напряжение срабатывания контроля отсутствия напряжения на линии следует задавать не более  $0,3 \cdot U_{\text{НОМ}}$ .

**Б5.5** Если присоединение отключается двумя выключателями, то пауза ТАПВ второго выключателя данного конца устанавливается больше на время  $\Delta t = 0,5$  сек, для обеспечения очередности включения выключателей и

своевременного запрещения АПВ второго выключателя на КЗ при неуспешном АПВ первого.

При выводе в ремонт первого выключателя или отказе в действии его АПВ, будет обеспечено включение под напряжение действием ТАПВ второго выключателя. Уставка бестоковой паузы ТАПВ второго выключателя должна приниматься равной:

$$t_{\text{АПВ II}} \geq t_{\text{АПВ I}} + \Delta t, \quad (\text{Б5.4})$$

где  $t_{\text{АПВ II}}$  – выдержка времени ТАПВ второго выключателя;

$t_{\text{АПВ I}}$  – выдержка времени ТАПВ первого выключателя;

$\Delta t = 0,5$  сек – ступень селективности действия ТАПВ выключателей.

#### **Специальные пояснения:**

Другие отдельно задаваемые параметры (по времени действия) функции АПВ линий с односторонним питанием, используемой в микропроцессорных устройствах защиты/управления различных изготовителей, как правило, не применяются, либо не требуют специальных расчетов, т.к. определяются жесткими эксплуатационными требованиями в соответствии с указаниями, приведенными в технических описаниях рассматриваемых устройств.

В частности к указанным параметрам, следует отнести:

#### **Для реле MiCOM P435:**

"Время действия А" и "Время действия В", в течении действия которых условия пуска АПВ должны вернуться в исходное состояние. Указанные времена предназначены для возможности выполнения разных выдержек времени АПВ в зависимости от времени отключения КЗ. В типовой конфигурации "Время действия А и В" выполняются одинаковыми и максимально возможными (10 с) для отстройки от времени действия ступеней ДЗ и ЗЗ.

Время перерыва "Т перер. 3ф.кр. отк." и максимальное время перерыва "Т перер. макс." в типовой конфигурации задаются одинаковыми и равными времени срабатывания АПВ, которое выбирается в соответствии с руководящими указаниями.

**Для реле REL670 (ABB):**

Время допустимой длительности импульса пуска АПВ ( $t_{\text{Trip}}$ ) должно быть больше времени отключения выключателя и времени возврата в исходное состояние защит, пускающих АПВ:

$$T_{\text{ПУСК}} = T_{\text{ОВ}} + T_{\text{ВЗ}} + T_{\text{ЗАП}}, \quad (\text{Б5.5})$$

где  $T_{\text{ОВ}}$  – время отключения рассматриваемого выключателя;

$T_{\text{ВЗ}}$  – время возврата защиты, принимается равным 0,1 с;

$T_{\text{ЗАП}}$  – время необходимого запаса, принимается равным 0,1 с.

## Приложение В

### Приложение В.1

**Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы «AREVA»  
для воздушной/кабельной линии напряжением 110 – 330кВ с  
односторонним питанием в радиальных сетях  
(рекомендуемые варианты)**

Функции РЗА		Рекомендуемые устройства РЗА MiCOM	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ДЗ	21, 21N	P43x/P44x	Функция основной защиты линии.
ТЗНП	50N, 51N, 67N	P43x/P44x	Функция основной защиты линии.
Аварийная МТЗ	50, 51	P43x/P44x	Функция резервирует отказ ДЗ.
АЧР	81	P43x/P44x	Используется по выбору.
Резервная НМТЗ/ТЗ НП	50, 67 (50N, 67N)	P14x	Функция резервирует отказ устройства P43x/P44x.
УРОВ	50BF	P43x/P44x/ P14x	Функция применяется для каждого выключателя линии.
АПВ	79	P14x	Функция применяется для каждого выключателя линии.
КОН	25	P14x	Функция применяется для каждого выключателя линии.
Локатор КЗ	FL	P43x/P44x/P14x	

**Общие примечания:**

Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве РЗА

## Приложение В.2

**Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы «АВВ»  
для воздушной/кабельной линии напряжением 110 – 330кВ с  
односторонним питанием в радиальных сетях (рекомендуемые варианты)**

Функции РЗА		Рекомендуемые устройства РЗА	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ДЗ	21, 21N	REL670	Функция основной защиты линии
ТЗНП	50N, 51N, 67N	REL670	Функция основной защиты линии
Аварийная МТЗ	50, 51	REL670	Функция основной защиты линии
АЧР	81	REL670	Используется по выбору
Резервная ДЗ/ТЗНП	21, 21N, 50N, 51N, 67N	REL670	Функция резервирует отказ устройства <b>REL670</b> .
УРОВ	50BF	REC670	Функция применяется для каждого выключателя линии.
АПВ	79	REC670	Функция применяется для каждого выключателя линии.
КОН	25	REC670	Функция применяется для каждого выключателя линии.
Локатор КЗ	FL	REL670	

**Общие примечания.**

Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве РЗА



### Приложение В.3

**Таблица выбора МП устройств РЗА фирмы НПП «ЭКРА»  
для воздушной/кабельной линии напряжением 110 – 330кВ с  
односторонним питанием в радиальных сетях (рекомендуемые варианты)**

Функции РЗА		Рекомендуемые устройства РЗА	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ДЗ	21, 21N	ШЭ2607 021	Функция основной защиты линии
ТЗНП	50N, 51N, 67N	ШЭ2607 021	Функция основной защиты линии
ТО	50	ШЭ2607 021	Функция резервирует отказ ДЗ
АЧР	81		Отсутствует
Резервный комплект ДЗ/ТЗНП	21, 21N, 50N, 51N, 67N	ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016	Функция резервирует отказ устройства ШЭ2607 021.
УРОВ	50BF	ШЭ2607 021/ ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016/ ШЭ2607 019	Функция применяется для каждого выключателя линии. Для ВЛ с одним В 110-330кВ используются устройства ШЭ2607 021 или ШЭ2607 011/ШЭ2607 016 (ШЭ2607 011021). Для ВЛ с двумя В 110-330кВ используются устройства ШЭ2607 011/ШЭ2607 016 или ШЭ2607 019.
АПВ	79	ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016/ ШЭ2607 019	Функция применяется для каждого выключателя линии. Для ВЛ с одним В 110-220кВ используется устройство ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016. Для ВЛ с двумя В 110-220кВ используются устройства ШЭ2607 019.
КОН	25	ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016/ ШЭ2607 019	Функция применяется для каждого выключателя линии. Для ВЛ с одним В 110-330кВ используется устройство ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016. Для ВЛ с двумя В 110-330кВ используются устройства ШЭ2607 019.
Локаатор КЗ	FL	ШЭ2607 021/ ШЭ2607 011/ ШЭ2607 016	

**Общие примечания.**

Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве РЗА

## Приложение В.4

**Таблица выбора МП устройств РЗА серии UR («GE Multilin»)  
для воздушной/кабельной линии напряжением 110 – 330 кВ с  
односторонним питанием в радиальных сетях (рекомендуемые варианты)**

Функции РЗА		Рекомендуемые устройства РЗА	Примечания
Наименование функции	Обозначение функции (ANSI)		
ДЗ	21, 21N	D60/D30	Функция основной защиты линии. <b>D60</b> включает большее число функций и число ступеней ДЗ и ТЗНП. Для линий 110кВ рекомендуется <b>D30</b> . Для линий 220-330кВ рекомендуется <b>D60</b> .
ТЗНП	50N, 51N, 67N	D60/D30	Функция основной защиты линии. <b>D60</b> включает большее число функций и число ступеней ДЗ и ТЗНП. Для линий 110кВ рекомендуется <b>D30</b> . Для линий 220-330кВ рекомендуется <b>D60</b> .
Аварийная МТЗ	50, 51	D60/D30	Функция резервирует отказ ДЗ. <b>D60</b> включает большее число функций и число ступеней ДЗ и ТЗНП. Для линий 110кВ рекомендуется <b>D30</b> . Для линий 220-330кВ рекомендуется <b>D60</b> .
АЧР	81	F60	Используется по выбору.
Резервная НМТЗ/ТЗНП	50, 67 (50N, 67N)	F60	Функция резервирует отказ устройства <b>D60/D30</b> .
УРОВ	50BF	F60	Функция применяется для каждого выключателя линии
АПВ	79	D60/D30/F60	Функция применяется для каждого выключателя линии.
КОН	25	D60/D30/F60	Функция применяется для каждого выключателя линии.
Локатор КЗ	FL	D60/D30/F60	

### Общие примечания.

Функции ER, FR, MV используются в каждом устройстве РЗА

## Приложение Г

### Приложение Г.1

**Таблица выбора параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА фирмы «AREVA», для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110-330кВ**

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	P433/P435	P443	P437	P143/P145
<b>Б1</b>	<b>ANSI 21, 21N (ДЗ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
<b>Б1.1</b>	Угол наклона характеристики ДЗ	012.013 Альфа1 ПП1 012.014 Альфа2 ПП1 012.015 Альфа3 ПП1 012.016 Альфа4 ПП1 012.124 Альфа5 ПП1 012.128 Альфа6 ПП1 012.063 Альфа1 ПП2 012.064 Альфа2 ПП2 012.065 Альфа3 ПП2 012.066 Альфа4 ПП2 012.125 Альфа5 ПП2 012.129 Альфа6 ПП2 013.013 Альфа1 ПП3 013.014 Альфа2 ПП3 013.015 Альфа3 ПП3	Z1 Ph. Angle [Fi M.Ч. Z1 Ф-Ф] Z2 Ph. Angle [Fi M.Ч. Z2 Ф-Ф] Z3 Ph. Angle [Fi M.Ч. Z3 Ф-Ф] ZP Ph. Angle [Fi M.Ч. Zp Ф-Ф] Z4 Ph. Angle [Fi M.Ч. Z4 Ф-Ф] Z1 Gnd. Angle [Fi M.Ч. Z1 Ф-З] Z2 Gnd. Angle [Fi M.Ч. Z2 Ф-З] Z3 Gnd. Angle	012.013 Альфа1 ПП1 012.014 Альфа2 ПП1 012.015 Альфа3 ПП1 012.016 Альфа4 ПП1 012.124 Альфа5 ПП1 012.128 Альфа6 ПП1 012.063 Альфа1 ПП2 012.064 Альфа2 ПП2 012.065 Альфа3 ПП2 012.066 Альфа4 ПП2 012.125 Альфа5 ПП2 012.129 Альфа6 ПП2 013.013 Альфа1 ПП3 013.014 Альфа2 ПП3 013.015 Альфа3 ПП3	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		013.016 Альфа4 ПП3 012.126 Альфа5 ПП3 012.130 Альфа6 ПП3 013.063 Альфа1 ПП4 013.064 Альфа2 ПП4 013.065 Альфа3 ПП4 013.066 Альфа4 ПП4 012.127 Альфа5 ПП4 012.131 Альфа6 ПП4	[Fi М.Ч. Z3 Ф-3] ZP Gnd. Angle [Fi М.Ч. Zp Ф-3] Z4 Gnd. Angle [Fi М.Ч. Z4 Ф-3]	013.016 Альфа4 ПП3 012.126 Альфа5 ПП3 012.130 Альфа6 ПП3 013.063 Альфа1 ПП4 013.064 Альфа2 ПП4 013.065 Альфа3 ПП4 013.066 Альфа4 ПП4 012.127 Альфа5 ПП4 012.131 Альфа6 ПП4	
Б1.4.2.3	Коэфф. компенсации $K_0$ для ст. Z1	012.037 Величина ко ПП1 012.087 Величина ко ПП2 013.037 Величина ко ПП3 013.087 Величина ко ПП4	kZN1 Res. Comp. [КОЭФФ. КОМП.kZN1]	012.037 Величина ко ПП1 012.087 Величина ко ПП2 013.037 Величина ко ПП3 013.087 Величина ко ПП4	
Б1.4.2.3	Угол компенсации $K_0$ для ст. Z1	012.036 Угол ко ПП1 012.086 Угол ко ПП2 013.036 Угол ко ПП3 013.086 Угол ко ПП4	kZN1 Res. Angle. [УГОЛ КОМП.kZN1]	012.036 Угол ко ПП1 012.086 Угол ко ПП2 013.036 Угол ко ПП3 013.086 Угол ко ПП4	
Б1.5.2.3	Коэфф. компенсации $K_0$ для ст. Z2-Z5	012.037 Величина ко ПП1 012.087 Величина ко ПП2 013.037 Величина ко ПП3 013.087 Величина ко	kZN2 Res. Comp. [КОЭФФ. КОМП.kZN2] kZN3 Res. Comp. [КОЭФФ. КОМП.kZN3] kZNP Res. Comp. [КОЭФФ. КОМП.kZNP] kZN4 Res. Comp.	012.037 Величина ко ПП1 012.087 Величина ко ПП2 013.037 Величина ко ПП3 013.087 Величина ко	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		ПП4	[КОЭФФ.КОМП.kZN4]	ПП4	
Б1.5.2.3	Угол компенсации для ст. Z2-Z5		kZN2 Res. Angle. [УГОЛ КОМП.kZN2] kZN3 Res. Angle. [УГОЛ КОМП.kZN3] kZNP Res. Angle. [УГОЛ КОМП.kZNP] kZN4 Res. Angle. [УГОЛ КОМП.kZN4]		
Б1.4.2.1 (Б1.4.2.2)	X1(Z1)	012.001 X1 (Многоугольн.) ПП1 012.051 X1 (Многоугольн.) ПП2 013.001 X1 (Многоугольн.) ПП3 013.051 X1 (Многоугольн.) ПП4	Z1 Ph. Reach [Z1 (Ф-Ф)] Z1 Gnd. Reach [Z1 (Ф-З)]	012.001 X1 ф-з (Многоугольн.) ПП1 012.051 X1 ф-з (Многоугольн.) ПП2 013.001 X1 ф-з (Многоугольн.) ПП3 013.051 X1 ф-з (Многоугольн.) ПП4 002.076 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП1 002.077 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП2 002.078 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП3 002.079 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП4	
Б1.4.3	R1	012.006 R1 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.056 R1 ф-ф	R1 Ph. Resistive [R1 (Ф-Ф)]	012.006 R1 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.056 R1 ф-ф	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		(Многоугол) ПП2 013.006 R1 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.056 R1 ф-ф (Многоугол) ПП4		(Многоугол) ПП2 013.006 R1 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.056 R1 ф-ф (Многоугол) ПП4	
Б1.4.4	R1E	012.005 R1 ф-з (Многоугол) ПП1 012.055 R1 ф-з (Многоугол) ПП2 013.005 R1 ф-з (Многоугол) ПП3 013.055 R1 ф-з (Многоугол) ПП4	R1 Gnd. Resistive [R1 (Ф-З)]	012.005 R1 ф-з (Многоугол) ПП1 012.055 R1 ф-з (Многоугол) ПП2 013.005 R1 ф-з (Многоугол) ПП3 013.055 R1 ф-з (Многоугол) ПП4	
Б1.4.6	T1 время I ст.при КЗ	012.028 t1 ПП1 012.078 t1 ПП2 013.028 t1 ПП3 013.078 t1 ПП4	tZ1 Ph. Delay [tZ1 Ф-Ф] tZ1 Gnd. Delay [tZ1 Ф-З]	012.028 t1 ПП1 012.078 t1 ПП2 013.028 t1 ПП3 013.078 t1 ПП4	
Б1.5.2.1 (Б1.5.2.2)	X2(Z2)	012.002 X2 (Многоугольн.) ПП1 012.052 X2 (Многоугольн.) ПП2 013.002 X2 (Многоугольн.) ПП3 013.052 X2 (Многоугольн.) ПП4	Z2 Ph. Reach [Z2 (Ф-Ф)] Z2 Gnd. Reach [Z2 (Ф-З)]	012.002 X2 ф-з (Многоугольн.) ПП1 012.052 X2 ф-з (Многоугольн.) ПП2 013.002 X2 ф-з (Многоугольн.) ПП3 013.052 X2 ф-з (Многоугольн.) ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
				002.080 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП1 002.081 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП2 002.082 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП3 002.083 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП4	
Б1.5.3	R2	012.008 R2 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.058 R2 ф-ф (Многоугол) ПП2 013.078 R2 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.058 R2 ф-ф (Многоугол) ПП4	R2 Ph. Resistive [R2 (Ф-Ф)]	012.008 R2 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.058 R2 ф-ф (Многоугол) ПП2 013.078 R2 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.058 R2 ф-ф (Многоугол) ПП4	
Б1.5.4	R2E	012.007 R2 ф-з (Многоугол) ПП1 012.057 R2 ф-з (Многоугол) ПП2 013.007 R2 ф-з (Многоугол) ПП3 013.057 R2 ф-з (Многоугол) ПП4	R2 Gnd. Resistive [R2 (Ф-З)]	012.007 R2 ф-з (Многоугол) ПП1 012.057 R2 ф-з (Многоугол) ПП2 013.007 R2 ф-з (Многоугол) ПП3 013.057 R2 ф-з (Многоугол) ПП4	
Б1.5.7	T2 время II ст.при КЗ	012.029 t2 ПП1 012.079 t2 ПП2	tZ2 Gnd. Delay [tZ2 Ф-З]	012.029 t2 ПП1 012.079 t2 ПП2	
Б1.5.7	T2 мф - время II ст. при многофаз.	013.029 t2 ПП3 013.079 t2 ПП4	tZ2 Ph. Delay [tZ2 Ф-Ф]	013.029 t2 ПП3 013.079 t2 ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
	<b>K3</b>				
<b>Б1.6.2</b>	<b>X3</b>	<b>012.003 X3</b> <b>(Многоугольн.) ПП1</b> <b>012.053 X3</b> <b>(Многоугольн.) ПП2</b> <b>013.003 X3</b> <b>(Многоугольн.) ПП3</b> <b>013.053 X3</b> <b>(Многоугольн.) ПП4</b>	<b>Z3 Ph. Reach</b> <b>[Z3 (Ф-Ф)]</b> <b>Z3 Gnd. Reach</b> <b>[Z3 (Ф-Ф)]</b>	<b>012.003 X3 ф-з</b> <b>(Многоугольн.) ПП1</b> <b>012.053 X3 ф-з</b> <b>(Многоугольн.) ПП2</b> <b>013.003 X3 ф-з</b> <b>(Многоугольн.) ПП3</b> <b>013.053 X3 ф-з</b> <b>(Многоугольн.) ПП4</b> <b>002.084 X1 ф-ф</b> <b>(Многоугольн.) ПП1</b> <b>002.085 X1 ф-ф</b> <b>(Многоугольн.) ПП2</b> <b>002.086 X1 ф-ф</b> <b>(Многоугольн.) ПП3</b> <b>002.087 X1 ф-ф</b> <b>(Многоугольн.) ПП4</b>	
<b>Б1.6.2</b>	<b>R3</b>	<b>012.010 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП1</b> <b>012.060 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП2</b> <b>013.080 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП3</b> <b>013.060 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП4</b>	<b>R3 Ph. Resistive</b> <b>[R3 (Ф-Ф)]</b>	<b>012.010 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП1</b> <b>012.060 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП2</b> <b>013.080 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП3</b> <b>013.060 R3 ф-ф</b> <b>(Многоугол) ПП4</b>	
<b>Б1.6.2</b>	<b>R3E</b>	<b>012.009 R3 ф-з</b> <b>(Многоугол) ПП1</b> <b>012.059 R3 ф-з</b>	<b>R3 Gnd. Resistive</b> <b>[R3 (Ф-З)]</b>	<b>012.009 R3 ф-з</b> <b>(Многоугол) ПП1</b> <b>012.059 R3 ф-з</b>	



Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		(Многоугол) ПП2 013.009 R3 ф-з (Многоугол) ПП3 013.059 R3 ф-з (Многоугол) ПП4		(Многоугол) ПП2 013.009 R3 ф-з (Многоугол) ПП3 013.059 R3 ф-з (Многоугол) ПП4	
Б1.6.4	T3 delay	012.030 t3 ПП1 012.080 t3 ПП2 013.030 t3 ПП3 013.080 t3 ПП4	tZ3 Ph. Delay [tZ3 Ф-Ф] tZ3 Gnd. Delay [tZ3 Ф-З]	012.030 t3 ПП1 012.080 t3 ПП2 013.030 t3 ПП3 013.080 t3 ПП4	
Б1.6.5	X4	012.004 X4 (Многоугольн.) ПП1 012.054 X4 (Многоугольн.) ПП2 013.004 X4 (Многоугольн.) ПП3 013.054 X4 (Многоугольн.) ПП4	Z4 Ph. Reach [Z4 (Ф-Ф)] Z4 Gnd. Reach [Z4 (Ф-Ф)]	012.004 X4 ф-з (Многоугольн.) ПП1 012.054 X4 ф-з (Многоугольн.) ПП2 013.004 X4 ф-з (Многоугольн.) ПП3 013.054 X4 ф-з (Многоугольн.) ПП4 002.089 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП1 002.090 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП2 002.091 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП3 002.092 X1 ф-ф (Многоугольн.) ПП4	
Б1.6.5	R4	012.012 R4 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.062 R4 ф-ф	R4 Ph. Resistive [R4 (Ф-Ф)]	012.012 R4 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.062 R4 ф-ф	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		(Многоугол) ПП2 013.082 R4 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.062 R4 ф-ф (Многоугол) ПП4		(Многоугол) ПП2 013.082 R4 ф-ф (Многоугол) ПП3 013.062 R4 ф-ф (Многоугол) ПП4	
Б1.6.5	R4E	012.011 R4 ф-з (Многоугол) ПП1 012.061 R4 ф-з (Многоугол) ПП2 013.011 R4 ф-з (Многоугол) ПП3 013.061 R4 ф-з (Многоугол) ПП4	R4 Gnd. Resistive [R4 (Ф-З)]	012.011 R4 ф-з (Многоугол) ПП1 012.061 R4 ф-з (Многоугол) ПП2 013.011 R4 ф-з (Многоугол) ПП3 013.061 R4 ф-з (Многоугол) ПП4	
Б1.6.5	T4 время IVст.	012.031 t4 ПП1 012.081 t4 ПП2 013.031 t4 ПП3 013.081 t4 ПП4	tZ4 Ph. Delay [tZ4 Ф-Ф] tZ4 Gnd. Delay [tZ4 Ф-З]	012.031 t4 ПП1 012.081 t4 ПП2 013.031 t4 ПП3 013.081 t4 ПП4	
Б1.6.5	X5	012.004 X5 (Многоугольн.) ПП1 012.054 X5 (Многоугольн.) ПП2 013.004 X5 (Многоугольн.) ПП3 013.054 X5 (Многоугольн.) ПП4	ZP Ph. Reach [Zp (Ф-Ф)] ZP Gnd. Reach [Zp (Ф-З)]	012.004 X5 ф-з (Многоугольн.) ПП1 012.054 X5 ф-з (Многоугольн.) ПП2 013.004 X5 ф-з (Многоугольн.) ПП3 013.054 X5 ф-з (Многоугольн.) ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
				002.093 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП1 002.094 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП2 002.095 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП3 002.096 X1 ф-ф (Многоугольн.)ПП4	
Б1.6.5	R5	012.100 R5 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.101 R5 ф-ф (Многоугол) ПП2 012.102 R5 ф-ф (Многоугол) ПП3 012.103 R5 ф-ф (Многоугол) ПП4	RP Ph. Resistive [Rp (Ф-3)]	012.100 R5 ф-ф (Многоугол) ПП1 012.101 R5 ф-ф (Многоугол) ПП2 012.102 R5 ф-ф (Многоугол) ПП3 012.103 R5 ф-ф (Многоугол) ПП4	
Б1.6.5	R5E	012.108 R5 ф-з (Многоугол) ПП1 012.109 R5 ф-з (Многоугол) ПП2 012.110 R5 ф-з (Многоугол) ПП3 012.111 R5 ф-з (Многоугол) ПП4	RP Gnd. Resistive [Rp (Ф-3)]	012.108 R5 ф-з (Многоугол) ПП1 012.109 R5 ф-з (Многоугол) ПП2 012.110 R5 ф-з (Многоугол) ПП3 012.111 R5 ф-з (Многоугол) ПП4	
Б1.6.5	T5 время Vст.	012.032 t5 ПП1 012.082 t5 ПП2 013.032 t5 ПП3 013.082 t5 ПП4	tZP Ph. Delay [tZp Ф-Ф] tZP Gnd. Delay [tZp Ф-3]	012.032 t5 ПП1 012.082 t5 ПП2 013.032 t5 ПП3 013.082 t5 ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
Б1.6.1.4	R <sub>нфФ</sub>	010.105 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП1 010.106 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП2 011.107 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП3 011.108 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП4	Z< Blinder Imp ОТСТРОЙКА ПО Z<	010.105 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП1 010.106 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП2 011.107 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП3 011.108 Мин Z <sub>н,впер.ф-ф</sub> ПП4	
Б1.6.1.4	Ф <sub>н</sub>	010.063 Мин угол нагр. ПП1 010.083 Мин угол нагр. ПП2 011.003 Мин угол нагр. ПП3 011.023 Мин угол нагр. ПП4	Load B/Angle ОТСТР. ПО УГЛУ	010.063 Мин угол нагр. ПП1 010.083 Мин угол нагр. ПП2 011.003 Мин угол нагр. ПП3 011.023 Мин угол нагр. ПП4	
Б1.8.1.1.2	И <sub>мин</sub> для I> (м.д)	010.068 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП1 010.088 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП2 011.008 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП3 011.028 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП4		010.068 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП1 010.088 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП2 011.008 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП3 011.028 И <sub>мин</sub> для I> (м.д) ПП4	
	И <sub>мин</sub> для I> (ч.д)	010.119 И <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП1 010.120 И <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП2		010.119 И <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП1 010.120 И <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП2	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		010.121 I <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП3 010.122 I <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП4		010.121 I <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП3 010.122 I <sub>мин</sub> для I> (ч.д) ПП4	
Б1.8.1.1.1	I>>	010.054 I>> ПП1 010.074 I>> ПП2 010.094 I>> ПП3 011.014 I>> ПП4		010.054 I>> ПП1 010.074 I>> ПП2 010.094 I>> ПП3 011.0144 I>> ПП4	
Б1.8.1.3	X(напр. вперед)	010.050 X(напр. вперед) ПП1 010.070 X(напр. вперед) ПП2 010.090 X(напр. вперед) ПП3 011.010 X(напр. вперед) ПП4		010.050 X(напр. вперед) ПП1 010.070 X(напр. вперед) ПП2 010.090 X(напр. вперед) ПП3 011.010 X(напр. вперед) ПП4	
Б1.8.1.2	U<	010.049 U< ПП1 010.069 U< ПП2 010.089 U< ПП3 011.029 U< ПП4		010.049 U< ПП1 010.069 U< ПП2 010.089 U< ПП3 011.029 U< ПП4	
Б1.8.1.4	Макс. угол. нагр.	010.063 β ПП1 010.083 β ПП2 011.003 β ПП3 011.023 β ПП4		010.063 β ПП1 010.083 β ПП2 011.003 β ПП3 011.023 β ПП4	
Б1.8.1.5	Z(наз.)/ Z(впер.)	010.053 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП1 010.073 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП2		010.053 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП1 010.073 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП2	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		010.093 Z(наз.)/ Z(впер.) ППЗ 011.013 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП4		010.093 Z(наз.)/ Z(впер.) ППЗ 011.013 Z(наз.)/ Z(впер.) ПП4	
Б1.8.1.6	R(напр. вперед) ф-ф	010.052 R(напр. вперед ф-ф)ПП1 010.072 R(напр. вперед ф-ф) ПП2 010.092 R(напр. вперед ф-ф) ПП3 011.012 R(напр. вперед ф-ф) ПП4		010.052 R(напр. вперед ф-ф)ПП1 010.072 R(напр. вперед ф-ф) ПП2 010.092 R(напр. вперед ф-ф) ПП3 011.012 R(напр. вперед ф-ф) ПП4	
Б1.8.1.7	R(напр. вперед) ф-з	010.051 R(напр. вперед ф-з)ПП1 010.071 R(напр. вперед ф-з) ПП2 010.091 R(напр. вперед ф-з) ПП3 011.011 R(напр. вперед ф-з) ПП4		010.051 R(напр. вперед ф-з)ПП1 010.071 R(напр. вперед ф-з) ПП2 010.091 R(напр. вперед ф-з) ПП3 011.011 R(напр. вперед ф-з) ПП4	
Б1.8.1.8	Z(напр. вперед) ф-ф	010.105 Z(напр. вперед ф-ф)ПП1 010.106 Z(напр. вперед ф-ф) ПП2 010.107 Z(напр. вперед ф-ф) ПП3 010.108 Z(напр. вперед ф-ф) ПП4		010.105 Z(напр. вперед ф-ф)ПП1 010.106 Z(напр. вперед ф-ф) ПП2 010.107 Z(напр. вперед ф-ф) ПП3 010.108 Z(напр. вперед ф-ф) ПП4	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
Б1.8.1.9	Z(напр. вперед) ф-з	010.101 Z(напр. вперед ф-з)ПП1 010.102 Z(напр. вперед ф-з) ПП2 010.103 Z(напр. вперед ф-з) ПП3 010.104 Z(напр. вперед ф-з) ПП4		010.101 Z(напр. вперед ф-з)ПП1 010.102 Z(напр. вперед ф-з) ПП2 010.103 Z(напр. вперед ф-з) ПП3 010.104 Z(напр. вперед ф-з) ПП4	
Б1.8.1.10	3I0 > (м.д)	010.055 3I0 > ПП1 010.075 3I0 > ПП2 010.095 3I0 > ПП3 011.015 3I0 > ПП4		010.055 3I0 > ПП1 010.075 3I0 > ПП2 010.095 3I0 > ПП3 011.015 3I0 > ПП4	
	3I0 > (ч.д)	010.123 3I0 >>ПП1 010.124 3I0 >>ПП2 010.125 3I0 >>ПП3 010.126 3I0 >>ПП4		010.123 3I0 >>ПП1 010.124 3I0 >>ПП2 010.125 3I0 >>ПП3 010.126 3I0 >>ПП4	
Б1.8.1.11	3U0 >	010.056 3U0 > ПП1 010.076 3U0 > ПП2 010.096 3U0 > ПП3 011.016 3U0 > ПП4		010.056 3U0 > ПП1 010.076 3U0 > ПП2 010.096 3U0 > ПП3 011.016 3U0 > ПП4	
Б1.8.1.12	3U0>>	010.062 3U0 >>ПП1 010.082 3U0 >>ПП2 011.002 3U0 >>ПП3 011.022 3U0 >>ПП4		010.062 3U0 >>ПП1 010.082 3U0 >>ПП2 011.002 3U0 >>ПП3 011.022 3U0 >>ПП4	
Б1.8.1.13	Уср.запом.напр.	010.109 Уср.запом.напр. ПП1 010.116 Уср.запом.напр. ПП2		010.109 Уср.запом.напр. ПП1 010.116 Уср.запом.напр. ПП2	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		011.117 Уср.запом.напр. ПП3 011.118 Уср.запом.напр. ПП4		011.117 Уср.запом.напр. ПП3 011.118 Уср.запом.напр. ПП4	
Б1.9.2.4.1	I2>, контр.предохр.U	031.057 I2>, контр.предохр.U		031.057 I2>, контр.предохр.U	
Б1.9.2.4.2	U2>, контр.предохр.U	031.056 U2>, контр.предохр.U		031.056 U2>, контр.предохр.U	
Б1.9.2.4.3	U2<, контр.предохр.U	031.054 U2<, контр.предохр.U		031.054 U2<, контр.предохр.U	
Б1.9.2.4.4	U1<, контр.предохр.U	031.053 U1<, контр.предохр.U		031.053 U1<, контр.предохр.U	
Б1.9.4.4.1	VTS I2> Inhibit		VTS I2> Inhibit		
Б1.9.4.4.2	VTS I> Inhibit		VTS I> Inhibit		
<b>Б2</b>	<b>ANSI 50N, 51N, 67N (ТЗНП)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
Б2.1.1.1	3Uo >	010.045 3Uo> ПП1 010.060 3Uo> ПП2 010.080 3Uo> ПП3 010.139 3Uo> ПП4	IN>VNpol Set [U2 ПОЛЯРИЗ. IN>]	010.045 3Uo> ПП1 010.060 3Uo> ПП2 010.080 3Uo> ПП3 010.139 3Uo> ПП4	
Б1.2.5	U2>	----	U>2nd Harmonic [U> 2-Я ГАРМОНИКА]	----	
Б2.1.6	Угол фи	004.092 Угол фи НП ПП1 004.247 Угол фи НП ПП2 004.248 Угол фи НП ПП3	IN> Char. Angle [FI М.Ч. IN>]	004.092 Угол фи НП ПП1 004.247 Угол фи НП ПП2 004.248 Угол фи НП ПП3	



Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
		004.249 Угол фи НП ПП4		004.249 Угол фи НП ПП4	
Б2.2.1, Б2.2.6.1	3I0>>>	072.017 3I0>>> ПП1 073.017 3I0>>> ПП2 074.017 3I0>>> ПП3 075.017 3I0>>> ПП4	IN>1 Current Set [1 CT.133:YCT.]	072.017 3I0>>> ПП1 073.017 3I0>>> ПП2 074.017 3I0>>> ПП3 075.017 3I0>>> ПП4	
Б2.2.1, Б2.2.6.1	T 3I0>>>	072.029 t3I0>>> ПП1 073.029 t3I0>>> ПП2 074.029 t3I0>>> ПП3 075.029 t3I0>>> ПП4	IN>1 Time Delay [1 CT.133:CT.t]	072.029 t3I0>>> ПП1 073.029 t3I0>>> ПП2 074.029 t3I0>>> ПП3 075.029 t3I0>>> ПП4	
Б2.2.2, Б2.2.6.2	3I0>>	072.016 3I0>> ПП1 073.016 3I0>> ПП2 074.016 3I0>> ПП3 075.016 3I0>> ПП4	IN>2 Current Set [2 CT.133:YCT.]	072.016 3I0>> ПП1 073.016 3I0>> ПП2 074.016 3I0>> ПП3 075.016 3I0>> ПП4	
Б2.2.2.5, Б2.2.6.2	T 3I0>>	072.028 t3I0>> ПП1 073.028 t3I0>> ПП2 074.028 t3I0>> ПП3 075.028 t3I0>> ПП4	IN>2 Time Delay [2 CT.133:CT.t]	072.028 t3I0>> ПП1 073.028 t3I0>> ПП2 074.028 t3I0>> ПП3 075.028 t3I0>> ПП4	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	3I0>	072.015 3I0> ПП1 073.015 3I0> ПП2 074.015 3I0> ПП3 075.015 3I0> ПП4	IN>4 Current Set [3 CT.133:YCT.]	072.015 3I0> ПП1 073.015 3I0> ПП2 074.015 3I0> ПП3 075.015 3I0> ПП4	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	T 3I0>	072.027 t3I0> ПП1 073.027 t3I0> ПП2 074.027 t3I0> ПП3 075.027 t3I0> ПП4	IN>3 Time Delay [3 CT.133:CT.t]	072.027 t3I0> ПП1 073.027 t3I0> ПП2 074.027 t3I0> ПП3 075.027 t3I0> ПП4	
Б2.2.5	Выдержка времени при	011.060 тзап. ручн. вкл.	SOTF Delay [t SOTF]	011.060 тзап. ручн. вкл.	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
	ручном включении				
<b>Раздел III</b>	<b>ANSI 50 (аварийная МТЗ фазная)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
Б3.2.1	I <sub>ph</sub> >>	072.010 I>>>> ПП1 073.010 I>>>> ПП1 074.010 I>>>> ПП1 075.010 I>>>> ПП1	I>1 Current Set [1 CT.I>:YCTABK]	072.010 I>>>> ПП1 073.010 I>>>> ПП1 074.010 I>>>> ПП1 075.010 I>>>> ПП1	
Б3.2.2	I <sub>ph</sub> >	072.009 I>>> ПП1 073.009 I>>> ПП1 074.009 I>>> ПП1 075.009 I>>> ПП1	I>2 Current Set [2 CT.I>:YCTABK]	072.009 I>>> ПП1 073.009 I>>> ПП1 074.009 I>>> ПП1 075.009 I>>> ПП1	
Б3.2.2.6	T I <sub>ph</sub> >	072.021 tI>>> ПП1 073.021 tI>>> ПП1 074.021 tI>>> ПП1 075.021 tI>>> ПП1	I>2 Time Delay [2 CT.I>:CTYII.t]	072.021 tI>>> ПП1 073.021 tI>>> ПП1 074.021 tI>>> ПП1 075.021 tI>>> ПП1	
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50N (аварийная МТЗ от 33)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
Б3.3.1	3I <sub>0</sub> >>	072.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 073.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 074.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 075.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1	IN>1 Current Set [1 CT.133:YCT.]	072.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 073.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 074.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 075.018 3I <sub>0</sub> >>>> ПП1	
Б3.3.1	T 3I <sub>0</sub> >>	072.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 073.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 074.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 075.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1	IN>1 Time Delay [1 CT.133:CT.t]	072.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 073.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 074.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1 075.030 t3I <sub>0</sub> >>>> ПП1	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
Б3.3.2	3I0>		IN>2 Current Set [2 CT.133:YCT.]		
Б3.3.2.3	T 3I0>		IN>2 Time Delay [2 CT.133:CT.t]		
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50 (MTЗ фазная)</b>				<b>X</b>
Б3.2.1	I <sub>ph</sub> >>				I>1 Current Set [1 CT.I>:YCTABK]
Б3.2.2	I <sub>ph</sub> >				I>2 Current Set [2 CT.I>:YCTABK]
Б3.2.2.6	T I <sub>ph</sub> >				I>2 Time Delay [2 CT.I>:CTYII.t]
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50N (MTЗ от 33)</b>				<b>X</b>
Б3.3.1	3I0>>				IN>1 Current Set [1 CT.133:YCT.]
Б3.3.1	T 3I0>>				IN>1 Time Delay [1 CT.133:CT.t]
Б3.3.2	3I0>				IN>2 Current Set [2 CT.133:YCT.]
Б3.3.2.3	T 3I0>				IN>2 Time Delay [2 CT.133:CT.t]
<b>Б4</b>	<b>ANSI 50BF (УРОВ)</b>		<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б4.2	I > УРОВ		I< Current Set	022.160 I<	I< Current Set [I< Уставка по

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
					току]
Б4.3.1	50BF (T)		CB Fail 1 Timer [Таймер функции УРОВ 1] CB Fail 2 Timer [Таймер функции УРОВ 2]	011.067 Время УРОВ	CB Fail 1 Timer [Таймер функции УРОВ 1] CB Fail 2 Timer [Таймер функции УРОВ 2]
Б4.3.2	50BF (T2)		CB Fail 1 Timer [Таймер функции УРОВ 1] CB Fail 2 Timer [Таймер функции УРОВ 2]	011.067 Время УРОВ	CB Fail 1 Timer [Таймер функции УРОВ 1] CB Fail 2 Timer [Таймер функции УРОВ 2]
<b>Б5</b>	<b>ANSI 79 (АПВ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б5.1	Длительность паузы при 3 фазном отключении	015.056 Тперер. 3ф. к.о. ПП1 024.030 Тперер. 3ф. к.о. ПП2 024.090 Тперер. 3ф. к.о. ПП3 025.050 Тперер. 3ф. к.о. ПП4	Dead Time 1 [Бестоковая пауза 1]	015.056 Тперер. 3ф. к.о. ПП1 024.030 Тперер. 3ф. к.о. ПП2 024.090 Тперер. 3ф. к.о. ПП3 025.050 Тперер. 3ф. к.о. ПП4	Dead Time 1 [Бестоковая пауза 1]
Б5.4	Пороговое значение для	Только для Р435: 026.017 Контроль	Dead Voltage [Контроль	026.017 Контроль напр.U> ПП1	Dead Voltage [Контроль

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве MiCOM (адрес MiCOM S1)			
	отсутствия напряжения	напр.U> ПП1 077.043 Контроль напр.U> ПП2 078.043 Контроль напр.U> ПП3 079.043 Контроль напр.U> ПП4	отсутствия напряжения]	077.043 Контроль напр.U> ПП2 078.043 Контроль напр.U> ПП3 079.043 Контроль напр.U> ПП4	отсутствия напряжения]
Б5.2	Длительность бестоковой паузы второго цикла двукратного АПВ	015.057 Тперер. д.о. ПП1 024.031 Тперер. д.о. ПП2 024.091 Тперер. д.о. ПП3 025.051 Тперер. д.о. ПП4	Dead Time 2 [Бестоковая пауза 2]	015.057 Тперер. д.о. ПП1 024.031 Тперер. д.о. ПП2 024.091 Тперер. д.о. ПП3 025.051 Тперер. д.о. ПП4	Dead Time 2 [Бестоковая пауза 2]

**Примечание.** Знаком «X» в строке функции обозначены МП устройства защиты, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в Таблице выбора МП устройств РЗА серии MiCOM (AREVA) для Линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110-330кВ (Приложение В.1).

Приложение Г.2

Таблица выбора параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА фирмы «АВВ», для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве	
№ п. МУ	Наименование параметра	REL670	REC670
<b>Б1</b>	<b>ANSI 21, 21N (ДЗ)</b>	<b>X</b>	
Б1.4.2.1	X1	ZMQPDIS_21 (ZM01-) X1PP, X1PE	
Б1.4.2.4	X1 <sub>0</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM01-) X0PE	
Б1.4.2.4	R1 <sub>1</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM01-) R1PP, R1PE	
Б1.4.2.4	R1 <sub>0</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM01-) R0PE	
Б1.4.5.1, Б1.4.5.3	R1	ZMQPDIS_21 (ZM01-) RFPP	
Б1.4.5.1, Б1.4.5.3	R1E	ZMQPDIS_21 (ZM01-) RFPE	
Б1.4.6	t <sub>CP</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM01-) tPP, tPE	
Б1.5.2.1	X2	ZMQPDIS_21 (ZM02-) X1PP, X1PE	
Б1.5.2.4	X2 <sub>0</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM02-) X0PE	
Б1.5.2.4	R2 <sub>1</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM02-) R1PP, R1PE	
Б1.5.2.4	R2 <sub>0</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM02-) R0PE	
Б1.5.5.1	R2	ZMQPDIS_21 (ZM02-) RFPP	
Б1.5.5.1	R2E	ZMQPDIS_21 (ZM02-) RFPE	
Б1.5.7	t <sub>CP</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM02-) tPP, tPE	
Б1.6.2	X3 <sub>1</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM03-) X1PP, X1PE	
Б1.6.2	X3 <sub>0</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM03-) X0PE	
Б1.6.2	R3 <sub>1</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM03-) R1PP, R1PE	
Б1.6.2	R3	ZMQPDIS_21 (ZM03-) RFPP	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве	
Б1.6.2	R3E	ZMQPDIS_21 (ZM03-) RFPE	
Б1.6.4	t3	ZMQPDIS_21 (ZM03-) tPP, tPE	
Б1.8.3.6	R <sub>НФФ</sub>	FDPSPDIS (PHS--) RLdFw	
Б1.8.3.6	φ <sub>1H</sub>	FDPSPDIS (PHS--) ArgLd	
Б1.6.5	X4	ZMQPDIS_21 (ZM04-) X1PP, X1PE	
Б1.6.5	X <sub>40</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM04-) X0PE	
Б1.6.5	R <sub>41</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM04-) R1PP, R1PE	
Б1.6.5	R <sub>40</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM04-) R0PE	
Б1.6.5	R4	ZMQPDIS_21 (ZM04-) RFPP	
Б1.6.5	R4E	ZMQPDIS_21 (ZM04-) RFPE	
Б1.6.5	t <sub>CP</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM04-) tPP, tPE	
Б1.6.5	X5	ZMQPDIS_21 (ZM05-) X1PP, X1PE	
Б1.6.5	X <sub>50</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM05-) X0PE	
Б1.6.5	R <sub>51</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM05-) R1PP, R1PE	
Б1.6.5	R <sub>50</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM05-) R0PE	
Б1.6.5	R5	ZMQPDIS_21 (ZM05-) RFPP	
Б1.6.5	R5E	ZMQPDIS_21 (ZM05-) RFPE	
Б1.6.5	t <sub>CP</sub>	ZMQPDIS_21 (ZM05-) tPP, tPE	
Б1.8.3.2.1	X <sub>1PHS</sub>	FDPSPDIS (PHS--) X1	
Б1.8.3.2.2	X <sub>0PEPHS</sub>	FDPSPDIS (PHS--) X0	
Б1.8.3.2.3	R <sub>FFPEFw</sub>	FDPSPDIS (PHS--) RFFwPE	
Б1.8.3.2.3	R <sub>FFPERv</sub>	FDPSPDIS (PHS--) RFRvPE	
Б1.8.3.2.3	Φ <sub>ЛК</sub>	FDPSPDIS (PHS--) ArgLd	
Б1.8.3.2.4	R <sub>FFPEFw</sub>	FDPSPDIS (PHS--)	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве	
		RFF <sub>wPP</sub>	
Б1.8.3.2.4	R <sub>FPERv</sub>	FDPSPDIS (PHS--) RFR <sub>vPP</sub>	
Б1.8.3.3	INReleasePE	FDPSPDIS (PHS--) INReleasePE	
Б1.8.3.3	INBlockPP	FDPSPDIS (PHS--) INBlockPP	
Б1.9.6.3.1	3U0>	SDDRFUF (FSD1-) 3U0>	
Б1.9.6.3.1	3U2>	SDDRFUF (FSD1-) 3U2>	
Б1.9.6.3.2	3I0>	SDDRFUF (FSD1-) 3I0>	
Б1.9.6.3.2	3I2>	SDDRFUF (FSD1-) 3I2>	
Б1.9.6.3.3	DI<	SDDRFUF (FSD1-) DI<	
Б1.9.6.3.4	DU<	SDDRFUF (FSD1-) DU<	
Б1.9.6.3.5	UPh<	SDDRFUF (FSD1-) UPh<	
Б1.9.6.3.6	IPh<	SDDRFUF (FSD1-) IPh<	
Б1.9.6.3.7	USealIn<	SDDRFUF (FSD1-) USealIn <	
Б1.9.6.3.8	UDLD<	SDDRFUF (FSD1-) UDLD <	
Б1.9.6.3.9	IDLD<	SDDRFUF (FSD1-) IDLD <	
<b>Б2</b>	<b>ANSI 50N, 51N, 67N (T3HI)</b>	<b>X</b>	
Б2.1.1.1	3U0>Dir	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) UPolMin	
Б2.1.1.2.1	3I0 <sub>C.3</sub>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IPolMin	
Б2.2.1, Б2.2.1.8, Б2.2.6.1	3I0>>>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IN1>	
Б2.2.6.1.3	T3I0>>>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) t1	
Б2.2.2, Б2.2.2.4, Б2.2.6.2	3I0>>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IN2>	
Б2.2.2.5,	T3I0>>	EF4PTOC_51N67N	



Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве	
Б2.2.6.2		(TEF1-) t2	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	3I0>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IN3>	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	T3I0>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) t3	
Б2.2.4	3I0	EF4PTOC_51N67N (TEF1) IN4>	
Б2.2.4	T3I0	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) t4	
Б2.2.5	T <sub>SOTF</sub>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) t <sub>SOTF</sub>	
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50 (аварийная МТЗ фазная)</b>	<b>X</b>	
Б3.2.1	I <sub>ph</sub> >>	PHPIOC_50 (IOC1-) IP>> / OC4PTOC_51_67 (TOC1-) I1>	
Б3.2.2	I <sub>ph</sub> >	OC4PTOC_51_67 (TOC1-) I2>	
Б3.2.2.6	t <sub>CP</sub>	OC4PTOC_51_67 (TOC1-) t2	
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50N (резервная МТЗ от 33)</b>	<b>X</b>	
Б3.3.1	3I0>>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IN2>>	
Б3.3.2	3I0>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) IN3>	
Б3.3.2.3, Б3.3.2.4	t <sub>CP</sub>	EF4PTOC_51N67N (TEF1-) t3	
<b>Б4</b>	<b>ANSI 50BF (УРОВ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б4.2	50BF (I>BF)	CCRBFRF_50BF (BFP1-) IP>	CCRBFRF_50BF (BFP1-) IP>
Б4.3.1	50BF (T1)	CCRBFRF_50BF (BFP1-) t1	CCRBFRF_50BF (BFP1-) t1
Б4.3.2	50BF (T2)	CCRBFRF_50BF (BFP1-)	CCRBFRF_50BF (BFP1-)

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве	
		t2	t2
<b>Б5</b>	<b>ANSI 79 (АПВ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б5.1, Б5.4, Б5.5	T <sub>1АПВ</sub>	SMBRREC_79 (AR01- t1 3Ph	SMBRREC_79 (AR01- t1 3Ph
Б5.2, Б5.5	T <sub>2АПВ</sub>	SMBRREC_79 (AR01-) t2 3Ph	SMBRREC_79 (AR01-) t2 3Ph
Б5.3	T <sub>ВОЗВР.АПВ(ТАПВ<sub>ЗАП</sub>)</sub>	SMBRREC_79 (AR01-) tReclaim	SMBRREC_79 (AR01-) tReclaim
Б5.5	T <sub>ПУС</sub>	SMBRREC_79 (AR01-) tTrip	SMBRREC_79 (AR01-) tTrip

**Примечание.** Знаком «X» в строке функции обозначены МП устройства защиты, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в Таблице выбора МП устройств РЗА фирмы АВВ для воздушной/кабельной линии напряжением 110-330кВ с односторонним питанием в радиальных сетях (Приложение В.2).

Таблица выбора параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА фирмы НПП «ЭКРА», для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110 – 330 кВ

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Наименование параметра в МП устройстве ШЭ2607				
№ п. МУ	Наименование параметра	ШЭ2607 021	ШЭ2607 021 (5-ти ступенчатое исполнение)	ШЭ2607 011 (012)	ШЭ2607 016	ШЭ2607 019
<b>Б1</b>	<b>ANSI 21, 21N (ДЗ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	
<b>Б1.1</b>	<b>ФЛ</b>	Угол наклона характеристики I ст. ( $\varphi_1$ )  Угол наклона характеристики II ст. ( $\varphi_2$ ) Наклон Iст.  Угол наклона характеристики РС III ступени. ( $\varphi_3$ ) Наклон IIIст.	Угол наклона характеристики ИО I ст ( $\varphi_1$ ) Наклон Iст.  Угол наклона характеристики ИО II ст ( $\varphi_2$ ) Наклон IIст.  Угол наклона характеристики ИО III ст ( $\varphi_3$ ) Наклон IIIст.  Угол наклона характеристики ИО	Угол наклона характеристики I ст. ( $\varphi_1$ ) Наклон Iст.  Угол наклона характеристики II ст. ( $\varphi_2$ ) Наклон Iст.  Угол наклона характеристики РС III ступени. ( $\varphi_3$ ) Наклон IIIст.	Угол наклона характеристики ИО I ст ( $\varphi_1$ ) Наклон Iст.  Угол наклона характеристики ИО II ст ( $\varphi_2$ ) Наклон IIст.  Угол наклона характеристики ИО III ст ( $\varphi_3$ ) Наклон IIIст.	

			<b>III ст (φ<sub>5</sub>) Наклон V ст.</b>			
<b>Б1.2.4</b>	<b>φ<sub>4</sub></b>	<b>Угол наклона верхней части характеристики ИО (φ<sub>4</sub>) Накл(верх)Iст.</b>	<b>Угол наклона верхней части характеристики ИО (φ<sub>4</sub>) Накл(верх)Iст.</b>	<b>Угол наклона верхней части характеристики ИО (φ<sub>4</sub>) Накл(верх)Iст.</b>	<b>Угол наклона верхней части характеристики ИО (φ<sub>4</sub>) Накл(верх)Iст.</b>	
<b>Б1.2.4</b>	<b>φ<sub>3</sub></b>	<b>Угол наклона левой части характеристики ИО (φ<sub>3</sub>) Накл(лев)I,II.</b>	<b>Угол наклона левой части характеристики ИО ( φ<sub>3</sub>) Накл(лев)</b>	<b>Угол наклона левой части характеристики ИО (φ<sub>3</sub>) Накл(лев)I,II.</b>	<b>Угол наклона левой части характеристики ИО (φ<sub>3</sub>) Накл(лев)I,II.</b>	
<b>Б1.2.4</b>	<b>φ<sub>2</sub></b>	<b>Угол наклона нижней части характеристики ИО I,II ст (φ<sub>2</sub>) Накл(ниж)I,II</b>	<b>Угол наклона нижней части характеристики ИО (φ<sub>2</sub>) Накл(ниж)</b>	<b>Угол наклона нижней части характеристики ИО I,II ст (φ<sub>2</sub>) Накл(ниж)I,II</b>	<b>Угол наклона нижней части характеристики ИО I,II ст (φ<sub>2</sub>) Накл(ниж)I,II</b>	
<b>Б1.4.2.1</b>	<b>X1</b>	<b>Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО I ст. X I ст.</b>	<b>Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО I ст. X I ст.</b>	<b>Уставка по оси X характеристики I ст. X I ст.</b>	<b>Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО I ст. X I ст.</b>	
<b>Б1.4.2.3</b>	<b>KK<sub>R</sub></b>		<b>Коррект. множитель KKR коэф. компенсации тока 3I<sub>0</sub> по R KKR 3I<sub>0</sub> по R</b>			

Б1.4.2.3	KK <sub>x</sub>		Коррект. множитель KKR коэф. компенсации тока 3I <sub>0</sub> по X KKR 3I <sub>0</sub> по X			
Б1.4.2.3	X1 <sub>0</sub>		Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО Z V ст. X V ст. на землю			
Б1.4.5.3	R1	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО I ст. R I ст.	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО I ст. R I ст.	Уставка по оси R характеристики I ст. R I ст.	Уставка по активной составляющей сопро-тивления ИО I ст. R I ст.	
Б1.4.5.3	R1E		Уставка по активной составляющей сопротивления ИО Z V ст. R V ст. на землю			
Б1.3	t <sub>CP</sub>	DT30 Задержка на срабатывание I ступени t <sub>CP</sub> I ст.	DT33 Задержка на срабатывание I ступени t <sub>CP</sub> I ст.	DT30 Задержка на срабатывание I ступени t <sub>CP</sub> I ст.	DT30 Задержка на срабатывание I ступени t <sub>CP</sub> I ст.	
Б1.5.2.1	X2	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО II ст.	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО II ст.	Уставка по оси X характеристики PC II ступени X II ст.	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО II ст.	

		<b>Х II ст.</b>	<b>Х II ст.</b>		<b>Х II ст.</b>	
<b>Б1.5.5.1</b>	<b>R2</b>	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО I ст. R I ст.	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО I ст. R I ст.	Уставка по оси R характеристики I ст. R I ст.	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО I ст. R I ст.	
<b>Б1.5.7</b>	<b>t<sub>CP</sub></b>	DT2 Задержка на срабатывание II ступени t <sub>CP</sub> II ст.	DT35 Задержка на срабатывание II ступени t <sub>CP</sub> II ст.	DT2 Задержка на срабатывание II ступени t <sub>CP</sub> II ст.	DT2 Задержка на срабатывание II ступени t <sub>CP</sub> II ст.	
<b>Б1.6.2</b>	<b>X3</b>	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО III ст. X III ст.	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО III ст. X III ст.	Уставка по оси X характеристики РС III ступени X III ст.	Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО III ст. X III ст.	
<b>Б1.6.2</b>	<b>R3</b>	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО III ст. R III ст.	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО III ст. R III ст.	Уставка по оси R характеристики III ст. R III ст.	Уставка по активной составляющей сопротивления ИО III ст. R III ст.	
<b>Б1.6.4</b>	<b>t<sub>CP</sub></b>	DT2 Задержка на срабатывание II ступени t <sub>CP</sub> II ст.	DT35 Задержка на срабатывание III ступени t <sub>CP</sub> III ст.	DT3 Задержка на срабатывание III ступени t <sub>CP</sub> III ст.	DT3 Задержка на срабатывание III ступени t <sub>CP</sub> III ст.	
<b>Б1.6.1.4</b>	<b>R<sub>нФФ</sub></b>		Уставка по оси R нагрузочного режима R нагрузки			

Б1.6.1.4	$\Phi_{1H}$		Угол выреза нагрузочного режима Угол нагр.			
Б1.8.4.1	$I_{2уст}$	Уставка по приращению $I_2$ чувств. реле тока (РТ) БК DI2 чувст. БК	Уставка по приращению $I_2$ чувств. реле тока (РТ) БК DI2 чувст. БК	Уставка по приращению $I_2$ чувств. реле тока (РТ) БК DI2 чувст. БК	Уставка по приращению $I_2$ чувств. реле тока (РТ) БК DI2 чувст. БК	
		Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_2$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	
Б1.8.4.1	$I_{1уст}$	Уставка по приращению $I_1$ чувств. реле тока (РТ) БК DI1 чувст. БК	Уставка по приращению $I_1$ чувств. реле тока (РТ) БК DI1 чувст. БК	Уставка по приращению $I_1$ чувств. реле тока (РТ) БК DI1 чувст. БК	Уставка по приращению $I_1$ чувств. реле тока (РТ) БК DI1 чувст. БК	
		Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	Уставка по приращению $I_1$ грубого РТ БК DI2 груб. БК	
Б1.8.4.1	$T_{БЛ}$	DT7 Время ввода быстродействующ их ступней от чувств. реле БК твв б.ст.БКчув.	DT37 Время ввода быстродействующих ступней от чувствительного реле БК твв б.ст.БКчув.	DT7 Время ввода быстродействующи х ступней от чувств. РТ БК твв б.ст.БКчув.	DT7 Время ввода быстродействующи х ступней от чувств. РТ БК твв б.ст.БКчув.	
Б1.8.4.1	$T_{БЛ}$	DT8 Время ввода быстродействующ их ступней	DT38 Время ввода быстродействующих ступней от грубого	DT8 Время ввода быстродействующи х ступней	DT8 Время ввода быстродействующи х ступней	

		от грубого реле БК твв б.ст.БКгр.	реле БК твв б.ст.БКгр.	от грубого РТ БК твв б.ст.БКгр.	от грубого РТ БК твв б.ст.БКгр.	
Б1.8.4.1	$T_{БЛ}$	DT9 Время ввода медленнодействи ющих ступеней от БК твв м.ст. БК	DT39 Время ввода медленнодействи ющих ступеней от БК твв м.ст. БК	DT9 Время ввода медленнодействи ющих ступеней от БК твв м.ст. БК	DT9 Время ввода медленнодействи ющих ступеней от БК твв м.ст. БК	
Б1.8.4.2	$I_{CP}^0$		Ток срабатывания ПО по току нулевой последовательности с торможением $I_{CP}$ РТНП	Ток срабатывания 3Io ПОРТНП $I_{CP}$ РТНП		
Б1.8.4.2	$I_{CP.БТ}$		Ток срабатывания ПО максимального тока $I_{CP}$ БТ	Ток срабатывания ПО БТ $I_{CP}$ БТ		
Б1.8.4.2	$K_T$		Коэффициент торможения ПО по току нулевой последовательности $K_T$ РТ РТНП	Коэффициент торможения ПОРТНП $K_T$ РТ РТНП		
Б1.8.4.2	$U_{CP}$		Напряжение срабатывания ПО по напряжению нулевой последовательности $U_{CP}$ РННП	Напряжение срабатывания ПОРННП $U_{CP}$ РННП		
Б2	ANSI 50N, 51N, 67N (ТНЗНП)	X	X	X	X	



Б2.1.1.1	3U0>	Напряжение срабатывания разрешающего РНМНП Уср разр. РНМНП	Напряжение срабатывания разрешающего РНМНП Уср разр. РНМНП	Напряжение срабатывания разрешающего РНМНП Уср разр. РНМНП	Напряжение срабатывания разрешающего РНМНП Уср разр. РНМНП	
		Напряжение срабатывания блокирующего РНМНП Уср блок. РНМ	Напряжение срабатывания блокирующего РНМНП Уср блок. РНМНП	Напряжение срабатывания блокирующего РНМНП Уср разр. РНМНП	Напряжение срабатывания блокирующего РНМНП Уср разр. РНМНП	
Б2.1.1.2.1	3I0сз	Ток срабатывания разрешающего РНМНП Иср разр. РНМНП	Ток срабатывания разрешающего РНМНП Иср разр. РНМНП	Ток срабатывания разрешающего РНМНП Иср разр. РНМНП	Ток срабатывания разрешающего РНМНП Иср разр. РНМНП	
		Ток срабатывания блокирующего РНМНП Иср блок. РНМНП	Ток срабатывания блокирующего РНМНП Иср блок. РНМНП	Ток срабатывания блокирующего РНМНП Иср блок. РНМНП	Ток срабатывания блокирующего РНМНП Иср блок. РНМНП	
Б2.1.1.3.1	Z <sub>CM</sub>	Сопротивление смещения в линию разр. РНМНП Z <sub>CM</sub> РАЗР.РНМНП	Сопротивление смещения в линию разр. РНМНП Z <sub>CM</sub> РАЗР.РНМНП	Сопротивление смещения в линию разр. РНМНП Z <sub>CM</sub> РАЗР.РНМНП	Сопротивление смещения в линию разр. РНМНП Z <sub>CM</sub> РАЗР.РНМНП	
Б2.2.1, Б2.2.1.8, Б2.2.6.1	ТНЗНП 3I0>>>>	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП Иср РТ I ст.	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП Иср РТ I ст.	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП Иср РТ I ст.	Ток срабатывания I ступени ТНЗНП Иср РТ I ст.	
Б2.2.6.1.3	ТНЗНП Т3I0>>>>	Задержка на срабатывание I ступени DT11, тср I ст.	Задержка на срабатывание I ступени DT51, тср I ст.	Задержка на срабатывание I ступени DT11, тср I ст.	Задержка на срабатывание I ступени DT11, тср I ст.	
Б2.2.2,	ТНЗНП 3I0>>>>	Ток срабатывания	Ток срабатывания II	Ток срабатывания	Ток срабатывания	

Б2.2.2.4, Б2.2.6.2		II ступени ТНЗНП Icp PT II ст.	ступени ТНЗНП Icp PT II ст.	II ступени ТНЗНП Icp PT II ст.	II ступени ТНЗНП Icp PT II ст.	
Б2.2.2.5, Б2.2.6.2	ТНЗНП Т310>>>	Задержка на срабатывание II ступени DT12, tcp II ст.	Задержка на срабатывание II ступени DT52, tcp II ст.	Задержка на срабатывание II ступени DT12, tcp II ст.	Задержка на срабатывание II ступени DT12, tcp II ст.	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	ТНЗНП 310>>	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП Icp PT III ст.	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП Icp PT III ст.	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП Icp PT III ст.	Ток срабатывания III ступени ТНЗНП Icp PT III ст.	
Б2.2.3, Б2.2.6.3	ТНЗНП Т310>>	Задержка на срабатывание III ступени DT13, tcp III ст.	Задержка на срабатывание III ступени DT53, tcp III ст.	Задержка на срабатывание III ступени DT13, tcp III ст.	Задержка на срабатывание III ступени DT13, tcp III ст.	
Б2.2.4	310>	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП	Ток срабатывания IV ступени ТНЗНП	
Б2.2.4	Т310>	Задержка на срабатывание IV ступени DT14, tcp IV ст.	Задержка на срабатывание IV ступени DT54, tcp IV ст.	Задержка на срабатывание IV ступени DT14, tcp IV ст.	Задержка на срабатывание IV ступени DT14, tcp IV ст.	
Б2.2.5	T <sub>SOTF</sub>	Задержка на сраб-е ускорения II (или III) ст. при включении выключателя тукс. при вкл.В	Задержка на сраб-е ускорения II (или III) ст. при включении выключателя тукс. при вкл.В	Задержка на сраб-е ускорения II (или III) ст. при включении выключателя тукс. при вкл.В	Задержка на сраб-е ускорения II (или III) ст. при включении выключателя тукс. при вкл.В	
Б3	ANSI 50 (ТО фазная)		X	X	X	
Б3.2.1	I <sub>ph</sub> >>	Ток срабатывания	Ток срабатывания	Ток срабатывания	Ток срабатывания	

		токовой отсечки I <sub>ср</sub> ТО	токовой отсечки I <sub>ср</sub> ТО	токовой отсечки I <sub>ср</sub> ТО	токовой отсечки I <sub>ср</sub> ТО	
<b>Б4</b>	<b>ANSI 50BF (УРОВ)</b>		<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б4.2	50BF (I>BF)		Ток срабатывания реле тока УРОВ I <sub>ср</sub> УРОВ	Ток срабатывания реле тока УРОВ I <sub>ср</sub> УРОВ	Ток срабатывания реле тока (РТ) УРОВ I <sub>ср</sub> УРОВ	Ток срабатывания реле тока (РТ) УРОВ I <sub>ср</sub> УРОВ
Б4.3	50BF (Т)	Задержка на срабатывание УРОВ t <sub>ср</sub> УРОВ	Задержка на срабатывание УРОВ t <sub>ср</sub> УРОВ	Задержка на срабатывание УРОВ t <sub>ср</sub> УРОВ	Задержка на срабатывание УРОВ t <sub>ср</sub> УРОВ	Задержка на срабатывание УРОВ t <sub>ср</sub> УРОВ
<b>Б5</b>	<b>ANSI 79 (АПВ)</b>			<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б5.1, Б5.4, Б5.4	T <sub>1АПВ</sub>			Время первого цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ1	Время первого цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ1	Время первого цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ1
Б5.2, Б5.5	T <sub>2АПВ</sub>			Время второго цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ2	Время второго цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ2	Время второго цикла АПВ t <sub>ср</sub> АПВ2

**Примечание.** Знаком «X» в строке функции обозначены МП устройства защиты, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в Таблице выбора МП устройств РЗА серии ШЭ2607 (НПП «ЭКРА»), для Линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110-330кВ (Приложение В.3)

Таблица выбора параметров срабатывания микропроцессорных устройств РЗА фирмы «GE Multilin», для линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110-330 кВ

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
<b>Б1</b>	<b>ANSI 21, 21N (ДЗ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>		
<b>Б1.1</b>	<b>Угол наклона характеристики ДЗ</b>	<b>PHS DIST Z1 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z1 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z2 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z2 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z2 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z3 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z3 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z3 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z4 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z4 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z4 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z4 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z5 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z5 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z5 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 УГОЛ МЧ]	<b>PHS DIST Z1 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z1 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z1 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z2 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z2 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z2 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 УГОЛ МЧ] <b>PHS DIST Z3 RCA</b> [ФАЗН ДЗ Z3 УГОЛ МЧ] <b>GHD DIST Z3 RCA</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 УГОЛ МЧ]		
<b>Б1.4.2.3</b>	<b>Коэфф. компенсации</b>	<b>GND DIST Z1 Z0/Z1 MAG</b>	<b>GND DIST Z1 Z0/Z1 MAG</b>		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
	<b>К<sub>0</sub> для ст. Z1</b>	[ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА]	[ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА]		
<b>Б1.4.2.3</b>	<b>Угол компенсации для ст. Z1</b>	<b>GND DIST Z1 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ]	<b>GND DIST Z1 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ]		
<b>Б1.5.2.3</b>	<b>Коэфф. компенсации К<sub>0</sub> для ст. Z2-Z5</b>	<b>GND DIST Z2 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА] <b>GND DIST Z3 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА] <b>GND DIST Z4 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z4 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА] <b>GND DIST Z5 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА]	<b>GND DIST Z2 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА] <b>GND DIST Z3 Z0/Z1 MAG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 Z0/Z1 ВЕЛИЧИНА]		
<b>Б1.5.2.3</b>	<b>Угол компенсации для ст. Z2-Z5</b>	<b>GND DIST Z2 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 Z0/Z1 УГОЛ] <b>GND DIST Z3 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 Z0/Z1 УГОЛ] <b>GND DIST Z4 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z4 Z0/Z1 УГОЛ] <b>GND DIST Z5 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 Z0/Z1 УГОЛ]	<b>GND DIST Z2 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 Z0/Z1 УГОЛ] <b>GND DIST Z3 Z0/Z1 ANG</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 Z0/Z1 УГОЛ]		
<b>Б1.4.2.2</b>	<b>Z1</b>	<b>PHS DIST Z1 REACH</b> [ФАЗН ДЗ Z1 ШИРИНА] <b>GND DIST Z1 REACH</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 ШИРИНА]	<b>PHS DIST Z1 REACH</b> [ФАЗН ДЗ Z1 ШИРИНА] <b>GND DIST Z1 REACH</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 ШИРИНА]		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б1.4.3, Б1.4.5.2	R1	<b>PHS DIST Z1 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z1 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>PHS DIST Z1 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z1 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.4.4, Б1.4.5.2	R1E	<b>GND DIST Z1 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z1 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>GND DIST Z1 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z1 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.4.6	T1 1ф – время I ст.при однофаз. КЗ	<b>GND DIST Z1 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ВЫДЕРЖКА]	<b>GND DIST Z1 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z1 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.4.6	T1 мф - время I ст. при многофаз. КЗ	<b>PHS DIST Z1 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z1 ВЫДЕРЖКА]	<b>GND DIST Z1 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z1 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.5.2.2	Z2	<b>PHS DIST Z2 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z2 ШИРИНА] <b>GND DIST Z2 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ШИРИНА]	<b>PHS DIST Z2 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z2 ШИРИНА] <b>GND DIST Z2 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ШИРИНА]		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б1.5.3, Б1.5.5.2	R2	<b>PHS DIST Z2 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z2 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>PHS DIST Z2 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z2 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.5.4, Б1.5.5.2	R2E	<b>GND DIST Z2 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z2 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>GND DIST Z2 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z2 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.5.7	T2 1ф – время II ст.при однофаз. КЗ	<b>GND DIST Z2 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ВЫДЕРЖКА]	<b>GND DIST Z2 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z2 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.5.7	T2 мф - время II ст. при многофаз. КЗ	<b>PHS DIST Z2 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z2 ВЫДЕРЖКА]	<b>PHS DIST Z2 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z2 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.6.2	Z3	<b>PHS DIST Z3 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z3 ШИРИНА] <b>GND DIST Z3 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ШИРИНА]	<b>PHS DIST Z3 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z3 ШИРИНА] <b>GND DIST Z3 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ШИРИНА]		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б1.6.2	R3	<b>PHS DIST Z3 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z3 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>PHS DIST Z3 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z3 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.6.2	R3E	<b>GND DIST Z3 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z3 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]	<b>GND DIST Z3 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z3 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]		
Б1.6.4	T3 1ф – время II ст.при однофаз. КЗ	<b>GND DIST Z3 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ВЫДЕРЖКА]	<b>GND DIST Z3 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.6.4	T3 мф - время II ст. при многофаз. КЗ	<b>PHS DIST Z3 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z3 ВЫДЕРЖКА]	<b>PHS DIST Z3 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z3 ВЫДЕРЖКА]		
Б1.6.5	X4	<b>PHS DIST Z4 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z4 ШИРИНА] <b>GND DIST Z4 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z4 ШИРИНА]			



Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б1.6.5	R4	<b>PHS DIST Z4 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z4 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z4 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН Д3 Z4 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]			
Б1.6.5	R4E	<b>GND DIST Z4 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z4 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z4 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ Д3 Z4 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]			
Б1.6.5	T4 1ф – время II ст.при однофаз. КЗ	<b>GND DIST Z4 DELAY</b> [ЗЕМЛ Д3 Z4 ВЫДЕРЖКА]			
Б1.6.5	T4 мф - время II ст. при многофаз. КЗ	<b>PHS DIST Z4 DELAY</b> [ФАЗН Д3 Z4 ВЫДЕРЖКА]			
Б1.6.5	X5	<b>PHS DIST Z5 REACH</b> [ФАЗН Д3 Z5 ШИРИНА] <b>GND DIST Z5 REACH</b> [ЗЕМЛ Д3 Z3 ШИРИНА]			

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б1.6.5	R5	<b>PHS DIST Z5 QUAD RGT BLD</b> [ФАЗН ДЗ Z5 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>PHS DIST Z5 QUAD LFT BLD</b> [ФАЗН ДЗ Z5 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]			
Б1.6.5	R5E	<b>GND DIST Z5 QUAD RGT BLD</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ПРАВАЯ СТОРОНА] <b>GND DIST Z5 QUAD LFT BLD</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 ЧЕТЫРЕХУГОЛЬНАЯ ЛЕВАЯ СТОРОНА]			
Б1.6.5	T5 1ф – время II ст.при однофаз. КЗ	<b>GND DIST Z5 DELAY</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 ВЫДЕРЖКА]			
Б1.6.5	T5 мф - время II ст. при многофаз. КЗ	<b>PHS DIST Z5 DELAY</b> [ФАЗН ДЗ Z5 ВЫДЕРЖКА]			
Б1.6.1.4	R <sub>НФФ</sub>	<b>LOAD ENCROACHMENT REACH</b> [ОТСТРОЙКА ОТ НАГРЗ УСТ СОПР]	<b>LOAD ENCROACHMENT REACH</b> [ОТСТРОЙКА ОТ НАГРЗ УСТ СОПР]		
Б1.6.1.4	φ <sub>1H</sub>	<b>LOAD ENCROACHMENT</b>	<b>LOAD ENCROACHMENT</b>		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
		ANGLE [ОТСТР ОТ НАГРУЗКИ УГОЛ]	ANGLE [ОТСТР ОТ НАГРУЗКИ УГОЛ]		
Б1.8.2.2	Уставка токового контроля фазного тока	<b>PHS DIST Z1 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z1 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z2 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z2 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z3 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z3 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z4 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z4 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z5 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z5 КОНТРОЛЬ]	<b>PHS DIST Z1 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z1 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z2 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z2 КОНТРОЛЬ] <b>PHS DIST Z3 SUPV</b> [ФАЗН ДЗ Z3 КОНТРОЛЬ]		
Б1.8.2.2	Уставка токового контроля тока $3I_0$	<b>GND DIST Z1 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z2 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z3 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z4 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z4 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z5 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z5 КОНТРОЛЬ]	<b>GND DIST Z1 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z1 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z2 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z2 КОНТРОЛЬ] <b>GND DIST Z3 SUPV</b> [ЗЕМЛ ДЗ Z3 КОНТРОЛЬ]		
Б2	<b>ANSI 50N, 51N, 67N (ТЗНП)</b>	X	X		
Б2.1.1.2.1	Минимальный ток	<b>NEUTRAL DIR OC1 FWD PICKUP</b> [НАПРВЛ ЭЛ НП1 ВПЕРЕД ПУСК]	<b>NEUTRAL DIR OC1 FWD PICKUP</b> [НАПРВЛ ЭЛ НП1 ВПЕРЕД ПУСК]		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б2.1.1.3.2	Сопротивление смещения	NEUTRAL DIR OC1 OFFSET [НАПРВЛ ЭЛ НП1 СМЕЩЕНИЕ]	NEUTRAL DIR OC1 OFFSET [НАПРВЛ ЭЛ НП1 СМЕЩЕНИЕ]		
Б2.1.1.3.3	Ток торможения прямой последовательности	NEUTRAL DIR OC1 POS-SEQ RESTRAINT [НАПРВЛ ЭЛ НП1 ТОРМЖ ПРЯМ ПОСЛЕД]	NEUTRAL DIR OC1 POS-SEQ RESTRAINT [НАПРВЛ ЭЛ НП1 ТОРМЖ ПРЯМ ПОСЛЕД]		
Б2.1.1.6	$\varphi$ – Угол МЧ	NEUTRAL DIR OC1 FWD ECA [НАПРВЛ ЭЛ НП1 УГОЛ МЧ ВПЕРЕД]	NEUTRAL DIR OC1 FWD ECA [НАПРВЛ ЭЛ НП1 УГОЛ МЧ ВПЕРЕД]		
Б2.2.1, Б2.2.6.1	3I0>>>	NEUTRAL IOC1 PICKUP [ТО НП1 ПУСК]	NEUTRAL IOC1 PICKUP [ТО НП1 ПУСК]		
Б2.2.1.6, Б2.2.6.1	T 3I0>>>	NEUTRAL IOC1 PICKUP DELAY [ТО НП1 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]	NEUTRAL IOC1 PICKUP DELAY [ТО НП1 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]		
Б2.2.2, Б2.2.6.2	3I0>>	NEUTRAL IOC2 PICKUP [ТО НП2 ПУСК ПУСК]	NEUTRAL IOC2 PICKUP [ТО НП2 ПУСК ПУСК]		
Б2.2.2.5, Б2.2.6.2	T 3I0>>	NEUTRAL IOC2 PICKUP DELAY [ТО НП2 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]	NEUTRAL IOC2 PICKUP DELAY [ТО НП2 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]		
Б2.2.3, Б2.2.6.3	3I0>	NEUTRAL TOC1 PICKUP [MT3 НП1 ПУСК]	NEUTRAL TOC1 PICKUP [MT3 НП1 ПУСК]		
Б2.2.3,	T 3I0>	NEUTRAL TOC1 TD	NEUTRAL TOC1 TD		

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
Б2.2.6.3		<b>MULTIPLIER</b> [МТЗ НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	<b>MULTIPLIER</b> [МТЗ НП1 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]		
Б2.2.5	Выдержка времени при ручном включении	<b>LINE END OPEN PICKUP DELAY</b> [ВЫД.ВРЕМ. СРАБ. КОНЕЦ ВЛ ОТКЛ.]	<b>LINE END OPEN PICKUP DELAY</b> [ВЫД.ВРЕМ. СРАБ. КОНЕЦ ВЛ ОТКЛ.]		
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50 (аварийная МТЗ фазная)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>		
Б3.2.1	<b>I<sub>ph</sub> &gt;&gt;</b>	<b>PHASE TOC1 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]	<b>PHASE TOC1 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ МТЗ1 ПУСК]		
Б3.2.2	<b>I<sub>ph</sub> &gt;</b>	<b>PHASE TOC2 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ МТЗ2 ПУСК]	<b>PHASE TOC2 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ МТЗ2 ПУСК]		
Б3.2.2.6	<b>T I<sub>ph</sub> &gt;</b>	<b>PHASE TOC2 TD MULTIPLIER</b> [ФАЗНАЯ МТЗ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]	<b>PHASE TOC2 TD MULTIPLIER</b> [ФАЗНАЯ МТЗ2 МНОЖИТЕЛЬ ВРЕМЕНИ]		
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50 (МТЗ фазная)</b>			<b>X</b>	
Б3.2.1	<b>I<sub>ph</sub> &gt;&gt;</b>			<b>PHASE IOC1 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ ТО1 ПУСК]	
Б3.2.2	<b>I<sub>ph</sub> &gt;</b>			<b>PHASE IOC2 PICKUP</b> [ФАЗНАЯ ТО2 ПУСК]	
Б3.2.2.6	<b>T I<sub>ph</sub> &gt;</b>			<b>PHASE IOC2 PICKUP DELAY</b> [ФАЗНАЯ ТО2 ВЫДЕРЖКА]	

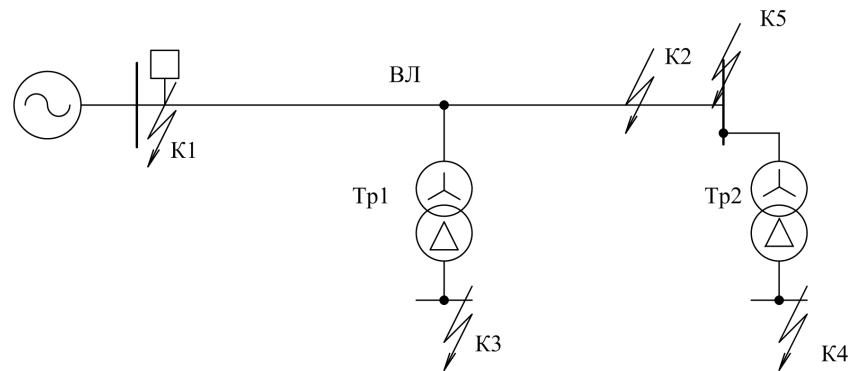
Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
				СРАБАТЫВАНИЯ]	
<b>Б3</b>	<b>ANSI 50N (MTЗ от 3З)</b>			<b>X</b>	
Б3.3.1	3I0>>			NEUTRAL IOC1 PICKUP [ТО НП1 ПУСК]	
Б3.3.1	T 3I0>>			NEUTRAL IOC1 PICKUP DELAY [ТО НП1 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]	
Б3.3.2	3I0>			NEUTRAL IOC2 PICKUP [ТО НП2 ПУСК ПУСК]	
Б3.3.2.3, Б3.3.2.4	T 3I0>			NEUTRAL IOC2 PICKUP DELAY [ТО НП2 ВЫДЕРЖКА СРАБАТЫВАНИЯ]	
<b>Б4</b>	<b>ANSI 50BF (УРОВ)</b>			<b>X</b>	
Б4.2	I > УРОВ			BF1 PH AMP SUPV PICKUP [УРОВ1 ПУСК С КОНТРОЛЕМ ПО ФАЗНОМУ ТОКУ] BF1 PH AMP HIGHSET PICKUP [УРОВ1 ВЫС ТОК ФАЗН ПУСК]	
Б4.3.1	T1			BF1 TIMER 1 PICKUP DELAY	

Параметры защит, рассчитываемые согласно Методических указаний		Названия параметров в МП устройстве серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup)			
№ п. МУ	Наименование Параметра	D60	D30	F60	C60
				[УРОВ1 ТАЙМЕР 1 ВЫДЕРЖКА СРАБ]	
Б4.3.2	T2			<b>BF1 TIMER 2 PICKUP DELAY</b> [УРОВ1 ТАЙМЕР 2 ВЫДЕРЖКА СРАБ]	
<b>Б5</b>	<b>ANSI 79 (АПВ)</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Б5.1	Длительность паузы первого цикла АПВ	<b>AR1 3-P DEAD TIME 1</b> [АПВ1 3-Ф ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ 1]	<b>AR1 DEAD TIME 1</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 1]	<b>AR1 DEAD TIME 1</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 1]	<b>AR1 DEAD TIME 1</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 1]
Б5.4	Пороговое значение для отсутствия напряжения	<b>SYNCHK1 DEAD V1 MAX VOLT</b> [КОНТР СИНХР1 БН U1 МАКС НАПРЖ]	<b>SYNCHK1 DEAD V1 MAX VOLT</b> [КОНТР СИНХР1 БН U1 МАКС НАПРЖ]]	<b>SYNCHK1 DEAD V1 MAX VOLT</b> [КОНТР СИНХР1 БН U1 МАКС НАПРЖ]	<b>SYNCHK1 DEAD V1 MAX VOLT</b> [КОНТР СИНХР1 БН U1 МАКС НАПРЖ]
Б5.2, Б5.5	Длительность паузы второго цикла двукратного АПВ	<b>AR1 3-P DEAD TIME 2</b> [АПВ1 3-Ф ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ 2]	<b>AR1 DEAD TIME 2</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 2]	<b>AR1 DEAD TIME 2</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 2]	<b>AR1 DEAD TIME 2</b> [АПВ1 ВЫДЕРЖКА ВКЛ ЦИКЛ 2]

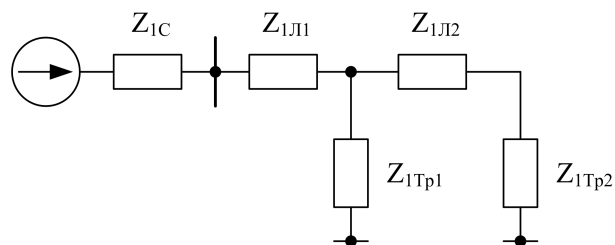
**Примечание.** Знаком «X» в строке функции обозначены МП устройства защиты, выполняющие данную функцию в соответствии с вариантами, представленными в Таблице выбора МП устройств РЗА серии UR фирмы GE Multilin (ПО EnerVista UR Setup) для Линий с односторонним питанием (тупиковых) напряжением 110-330кВ (Приложение В.4)

**ПРИМЕР РАСЧЁТА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И  
АВТОМАТИКИ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ С  
ОДНОСТОРОННИМ ПИТАНИЕМ, НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ**

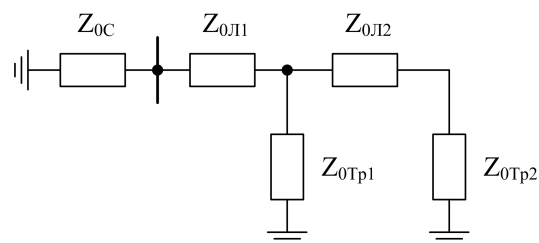
**Исходные данные.**



**Рисунок Д1 – Тупиковая линия**



**Рисунок Д2 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности**



**Рисунок Д3 – Схема замещения нулевой последовательности**

**Система:**

$U_{НОМ} = 110,0 \text{ кВ}; \varphi = 35,0^\circ.$



Максимальный режим:

$$X = 7,0 \text{ Ом}; X_0 = 10,0 \text{ Ом}; R = 1,0 \text{ Ом}; R_0 = 1,0 \text{ Ом};$$

Минимальный режим:

$$X = 10,0 \text{ Ом}; X_0 = 14,0 \text{ Ом}; R = 2,0 \text{ Ом}; R_0 = 2,0 \text{ Ом};$$

**Линия:**

$$X = 40,0 \text{ Ом}; X_0 = 140,0 \text{ Ом}; R = 10,0 \text{ Ом}; R_0 = 40,0 \text{ Ом};$$

$$Z_{1Л1}: X = 16,0 \text{ Ом}; R = 4,0 \text{ Ом};$$

$$Z_{1Л2}: X = 24,0 \text{ Ом}; R = 6,0 \text{ Ом};$$

$$Z_{0Л1}: X_0 = 56,0 \text{ Ом}; R_0 = 16,0 \text{ Ом};$$

$$Z_{0Л2}: X_0 = 84,0 \text{ Ом}; R_0 = 24,0 \text{ Ом}.$$

**Трансформаторы двухобмоточные Y-Δ:**

$$\text{Тр1: } S_{\text{НОМ}} = 16,0 \text{ МВА}; U_{\text{НОМ.ВН}} = 110,0 \text{ кВ}; U_{\text{НОМ.НН}} = 10,5 \text{ кВ}; Uk = 12,0\%;$$

$$K_{\text{РЕГ}} = \pm 10\%.$$

Сопротивление трансформатора ( $Z_{\text{ТР1}}$ ):

$$\text{– в максимальном режиме: } X = 90,75 \text{ Ом}; R = 9,075 \text{ Ом};$$

$$\text{– в минимальном режиме: } X = 73,5 \text{ Ом}; R = 7,35 \text{ Ом}.$$

$$\text{Тр2: } S_{\text{НОМ}} = 32,0 \text{ МВА}; U_{\text{НОМ.ВН}} = 110,0 \text{ кВ}; U_{\text{НОМ.НН}} = 10,5 \text{ кВ}; Uk = 12,0\%;$$

$$K_{\text{РЕГ}} = \pm 10\%.$$

Сопротивление трансформатора ( $Z_{\text{ТР2}}$ ):

$$\text{– в максимальном режиме: } X = 45,375 \text{ Ом}; R = 4,538 \text{ Ом};$$

$$\text{– в минимальном режиме: } X = 36,8 \text{ Ом}; R = 3,67 \text{ Ом}.$$

Максимальный нагрузочный режим:

$$U = 105,9 \text{ кВ}, \varphi_{\text{НАГР}} = 35,0^\circ, I_{\text{НАГР}} = 344 \text{ А}.$$

Минимальный нагрузочный режим:

$$U = 102,9 \text{ кВ}, \varphi_{\text{НАГР}} = 35,0^\circ, I_{\text{НАГР}} = 401 \text{ А}.$$

$$\text{ТТ: } K_{\text{ТТ}} = 500/1 = 500.$$

$$\text{ТН: } K_{\text{ТН}} = 110000/100 = 1100.$$

Расчёт ТКЗ для примера:

Место КЗ	Максимальный режим	Минимальный режим
К1, место установки защиты	$I_{КЗ(3)} = 8981 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 7817 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 8634 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 7894 \text{ А}$	$I_{КЗ(3)} = 6228 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 5428 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 6029 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 5537 \text{ А}$
К2, 85% ВЛ	$I_{КЗ(3)} = 1545 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 1371 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 1420 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 1016 \text{ А}$	$I_{КЗ(3)} = 1442 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 1288 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 1335 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 993 \text{ А}$
К3, КЗ за Тр1	$I_{КЗ(3)} = 671 \text{ А}$	$I_{КЗ(3)} = 751 \text{ А}$
К4, КЗ за Тр2	$I_{КЗ(3)} = 778 \text{ А}$	$I_{КЗ(3)} = 826 \text{ А}$
К5, КЗ в конце ВЛ	$I_{КЗ(3)} = 1364 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 1215 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 1258 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 908 \text{ А}$	$I_{КЗ(3)} = 1287 \text{ А}$ $I_{КЗ(2)} = 1155 \text{ А}$ $I_{КЗ(1,1)} = 1196 \text{ А}$ $I_{КЗ(1)} = 898 \text{ А}$

## **Д1. Пример расчета уставок РЗА ВЛ-110 кВ для «AREVA»**

### **Применяемое устройство: MiCOM P443**

#### **Общие примечания.**

1. Значения уставок максимальных токовых защит по току (напряжению) и по времени срабатывания рассчитываются **в именованных единицах**, приведенных для **вторичной величины** расчетного параметра.

2. Значения уставок дистанционных защит по сопротивлению и времени срабатывания рассчитываются **в именованных единицах**, приведенных для **вторичной величины** расчетного параметра.

### **Д1.1 Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ ВЛ**

#### **Д1.1.1 Выбор уставки Z1, п. Б1.4.2 МУ:**

Расчетная формула для определения уставки по модулю полного сопротивления прямой последовательности:

$$Z1 = K_{\text{ОТС}} \cdot Z1_{\text{РАС.ЭКВ}}$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 0,85$  – коэффициент отстройки;

$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ, определяется по условиям:

$$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ1}} + Z_{\text{ЛЛ2}} + Z_{\text{ТР2}} = 16,49 + 24,06 + 36,98 = 77,53 \text{ Ом};$$

$$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ1}} + Z_{\text{ТР1}} = 16,49 + 73,87 = 90,36 \text{ Ом}.$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = 77,53 \text{ Ом}$ .

Тогда:

$$Z1 = 0,85 \cdot 77,53 \cdot (500/1100) = 65,9 \cdot (500/1100) = 29,95 \text{ Ом}.$$

**Примечание.** Преобразование из первичных величин во вторичные производится по общему выражению (для полного сопротивления  $Z$ ):

$$Z_{\text{ВТОР}} = \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} Z_{\text{ПЕРВ}}.$$

Уставку по реактивной составляющей сопротивления нулевой последовательности принимаем равной уставке по реактивному составляющему сопротивления прямой последовательности.

**Принимаем:**

Уставка **Z1 Ph. Angle** = 29 Ом;

Уставка **Z1 Gnd. Angle** = 29 Ом.

Величина комплексного коэффициента компенсации (по модулю и углу):

$$\underline{K}_0 = \frac{1}{3} \left( \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right),$$

где  $\underline{Z}_1$  – полное комплексное сопротивление прямой последовательности линии;

$\underline{Z}_0$  – полное комплексное сопротивление нулевой последовательности линии.

Рассчитаем модуль и угол комплексного коэффициента компенсации согласно п. **Б1.4.2.3** МУ:

$$|\underline{K}_0| = \frac{\sqrt{(X_0 - X_1)^2 + (R_0 - R_1)^2}}{3 \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2}}, \quad \text{Угол } \underline{K}_0 = \arctan \frac{X_0 - X_1}{R_0 - R_1} - \arctan \frac{X_1}{R_1}.$$

Согласно справочным данным полные параметры линий ( $L=100$  км):

$X_1 = 40$  (Ом);  $X_0 = 140$  (Ом);  $R_1 = 10$  (Ом);  $R_0 = 40$  (Ом).

Тогда:

$$|\underline{K}_0| = \frac{\sqrt{(140-40)^2 + (40-10)^2}}{3 \cdot \sqrt{10^2 + 40^2}} = 0,84,$$

$$\text{Угол } \underline{K}_0 = \arctan \frac{140-40}{40-10} - \arctan \frac{40}{10} = -2,66^\circ.$$

**Принимаем:**

Уставка **kZN1 Res. Comp.** = 0,84 (о.е.);

Уставка **kZN1 Res. Angle.** = -3 (град.).

**Примечание.** Для второй и третьей ступеней ДЗ комплексный коэффициент компенсации принимаются аналогичными.

**Принимаем:**

Уставка **kZN2 Res. Comp.** = 0,84 (о.е.);

Уставка **kZN2 Res. Angle.** = -3 (град.);

Уставка **kZN3 Res. Comp.** = 0,84 (о.е.);

Уставка **kZN3 Res. Angle.** = -3 (град.).

### **Д1.1.2 Выбор уставки R1, п. Б1.4.3 МУ:**

Минимальная уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется как:

$$R1_{(\text{мин})} \geq 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}},$$

где  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = U_{\text{ДУГИ}} \cdot \frac{l}{I} = 2500 \cdot \frac{5}{1288} \cdot (500/1100) = 9,70 \cdot (500/1100) = 4,41 \text{ Ом},$$

где  $l = 5$  м – длина дуги;

$I = 1288 \text{ А}$  – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки короткого замыкания в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты.

$$\text{Напряжение дуги принимается} - U_{\text{ДУГИ}} = 2500 \frac{\text{В}}{\text{М}}$$

В соответствии с п. **Б1.4.3**, по указаниями изготовителя, терминалы **MiCOM P44x**, учитывают полное сопротивление дуги  $R$  (или  $R_{\text{ПЕР}}$ ), поэтому для указанных реле **минимальный порог** уставки активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ, с учетом (Б1.22) и коэффициента запаса  $K_{\text{ЗАП}} = 1,2$ , должен приниматься равным:

$$R1_{(\text{МИН})} \geq 1,2 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = 1,2 \cdot 4,41 = 5,3 \text{ Ом.}$$

Уставку **R1 Ph. Resistive** по соотношению  $Z/R=2$  принимаем равной 14,5 Ом. Но, с учетом примечания к п. **Б1.4.5**, данную уставку необходимо умножить на поправочный коэффициент равный 2.

$$\text{В итоге уставка } \mathbf{R1 Ph. Resistive} = 14,5 \cdot 2 = 29 \text{ Ом.}$$

**Принимаем:**

$$\text{Уставка } \mathbf{R1 Ph. Resistive} = 29 \text{ Ом.}$$

### **Д1.1.3 Выбор уставки R1E, п. Б1.4.4 МУ:**

Минимальный порог уставки активного переходного сопротивления при КЗ на землю  $R1E$ , определяется согласно выражению:

$$R1E \geq 1,2 \cdot \left( \frac{R_{\text{П}} + R_{\text{ДУГИ}} + \frac{I_{\text{Ф2}}}{I_{\text{Ф1}}} R_{\text{П}}}{1} \right) = 1,2 \cdot \left( \frac{3 + 12,588 + 0 \cdot 3}{1} \right) \frac{500}{1100} =$$

$$= 18,7 \cdot (500/1100) = 8,5 \text{ Ом,}$$

где  $R_{\text{ДУГИ}} = 2500 \cdot \frac{5}{993} = 12,588 \text{ Ом}$  – сопротивление дуги;

$R_{\Pi} = 3 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии, принятое согласно рекомендаций МУ п. Б1.4.4;

$I_{\Phi 1} = 993 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания в месте установки реле при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети;

$I_{\Phi 2} = 0 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания с противоположного конца при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети;

Расчетная величина  $I_{\Phi 2} / I_{\Phi 1} = 0 / 993 = 0$ .

Коэффициент «1,2» соответствует запасу в 20%.

Уставку **R1 Gnd. Resistive** по соотношению  $Z/R=2$  принимаем равной 14,5 Ом. Но, с учетом примечания к п. Б1.4.5, данную уставку необходимо умножить на поправочный коэффициент равный  $(1+|K_0|)$ .

В итоге уставка **R1 Gnd. Resistive** =  $14,5 \cdot (1+0,8) = 26 \text{ Ом}$ .

Проверка условия отстройки максимального порога уставок **R1**, **R1E** от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,25:

$$R1_{\text{МАКС}} (R1E_{\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{Z_{\text{НАГР (МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР (МАКС)}})}{\sin \varphi_{\text{Л}}} \right] \cdot K ,$$

где  $Z_{\text{НАГР (МИН)}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}}{I_{\text{НАГР (МАКС)}}} = \frac{0,9 \cdot 59,4 \cdot 1000}{401} = 133,32 \text{ Ом}$  – модуль полного

сопротивления нагрузки фазы в максимальном нагрузочном режиме;

$U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}$  – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах, равное 59,4 кВ.

$\varphi_{\text{МЧ}} = 75^\circ$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ;

$\varphi_{\text{НАГР(МАКС)}} = 35^\circ$  – максимальный угол нагрузки, определяемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах;

$I_{\text{НАГР(МАКС)}} = 401 \text{ А}$  – максимальный ток нагрузки линии;

$K$  – поправочный коэффициент (см. примечание к п. **Б1.4.5.3**), для междуфазных контуров измерения:  $K = 2$ ; для однофазных контуров измерения:  $K = 1 + |K_0|$ .

$$R1_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \cdot 2 \cdot \frac{500}{1100} = 142 \cdot (500/1100) = 64,6 \text{ Ом.}$$

$$R1E_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \cdot (1 + 0,8) \cdot \frac{500}{1100} = \\ = 127,8 \cdot (500/1100) = 58 \text{ Ом.}$$

#### **Д1.1.4 Выдержка времени срабатывания первой ступени**

Задаётся минимально возможная выдержка времени срабатывания первой ступени:

$$T_{\text{CP}} = 0 \text{ с.}$$

#### **Принимаем:**

Уставка **tZ1 Ph. Delay** = 0 с.

Уставка **tZ1 Gnd. Delay** = 0 с.



## Д1.2 Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ ВЛ

### Д1.2.1 Выбор уставки Z2, п. Б1.5.2.2 МУ:

Условие отстройки от КЗ на сторонах НН трансформатора:

$$Z2 = K_{\text{отс}} \cdot Z2_{\text{1РАС.ЭКВ}}$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,8$  – коэффициент отстройки от КЗ за трансформатором (в расчетной точке);

$$Z2_{\text{1РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{1Л1}} + Z_{\text{1Л2}} + Z_{\text{ТР2}} = 16,49 + 24,06 + 36,98 = 77,53 \text{ Ом};$$

$$Z2_{\text{1РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{1Л1}} + Z_{\text{ТР1}} = 16,49 + 73,87 = 90,36 \text{ Ом} \quad - \quad \text{эквивалентное}$$

реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $Z2_{\text{1РАС.ЭКВ}} = 77,53 \text{ Ом}$ .

Тогда:

$$Z2 = 0,85 \cdot 77,53 \cdot (500 / 1100) = 65,9 \cdot (500 / 1100) = 29,95 \text{ Ом}.$$

Проверка условия обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ):

$$Z2 \geq K_{\text{ч}} \cdot Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}} = 1,25 \cdot 41,23 \cdot (500 / 1100) = 51,54 \cdot (500 / 1100) = 23,43 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,25$  – коэффициент чувствительности;

$$Z2_{\text{1РАСЧ.ЭКВ}} = Z_{\text{1Л1}} + Z_{\text{1Л2}} = 41,23 \text{ Ом} \quad - \quad \text{эквивалентное реактивное}$$

сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ.

**Примечание.** Т. к. расчетная зона второй ступени получилась равной зоне первой ступени их уставки принимаются аналогичными.

**Принимаем:**

Уставка **Z2 Ph. Angle** = 29 Ом.

Уставка **Z2 Gnd. Angle** = 29 Ом.

Уставка **R2 Ph. Resistive** = 29 Ом.

Уставка **R2 Gnd. Resistive** = 26 Ом.

Уставка **tZ2 Ph. Delay** = 0 с.

Уставка **tZ2 Gnd. Delay** = 0 с.

**Д1.3 Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ ВЛ**

**Д1.3.1 Выбор уставки X3, п. Б1.6.1.1 МУ:**

$$Z3 = K_{\text{ч}} \cdot Z3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}} = 1,2 \cdot 90,36 \cdot (500 / 1100) = 108,43 \cdot (500 / 1100) = 49,29 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,25$  – коэффициент чувствительности;

$$Z3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ}} + Z_{\text{ТР1}} = 16,49 + 73,87 = 90,36 \text{ (Ом)} \quad - \quad \text{максимальное}$$

расчетное полное сопротивление прямой последовательности, которое включает в себя сопротивление линии и трансформатора, с учетом крайнего положения РПН, при КЗ на выводах НН Трансформатора.

**Принимаем:**

Уставка **Z3 Ph. Angle** = 50 Ом;

Уставка **Z3 Gnd. Angle** = 50 Ом.

**Коэффициент компенсации тока нулевой последовательности ( $K_0$ ),** определяется согласно Д1.1.1.

**Д1.3.2 Выбор уставки R3, п. Б1.6.2 МУ:**

Уставки третьей ступени ДЗ от междуфазных КЗ резервируют отключение двух- и трёхфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ (рис. Д1).

Минимальный порог уставки **R3**, с учётом п. **Б1.6.3.3 МУ** и [3] (**Приложение VI, таблица П1**):

$$R3 \geq \operatorname{Re} \left( \frac{2(\underline{Z}_L + \underline{Z}_T + 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}) \angle -30^\circ + \underline{Z}_C \angle -90^\circ}{\sqrt{3}} \right).$$

Получаем, с учётом, что  $R_L$  не учитывается (см. пояснения к п. **Б1.4.3**),

$$R_T = 0 \text{ и с учетом } R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = 2500 \frac{5}{671} = 18,6 \text{ Ом:}$$

$$R3 \geq (78,6 + 0,6 \cdot 18,6) \frac{500}{1100} = 40,8 \text{ Ом.}$$

Уставку **R3 Ph. Resistive** принимаем равной 41 Ом. Но с учетом примечания к п. **Б1.4.5** данную уставку необходимо умножить на поправочный коэффициент равный 2.

В итоге уставка **R1 Ph. Resistive** =  $40 \cdot 2 = 82$  Ом.

**Принимаем:**

Уставка **R3 Ph. Resistive** = 82 Ом.

### Д1.3.3 Выбор уставки **R3E**, п. **Б1.6.2 МУ**:

Применение ступени ДЗ от замыканий на землю в рассматриваемом случае неактуально.

Проверка условия отстройки максимального порога уставки **R3** от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,25:

$$R2_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \cdot 2 \cdot \frac{500}{1100} = 142 \cdot (500/1100) = 64,6 \text{ Ом.}$$

Т.к. условие отстройки от минимальной величины активного сопротивления нагрузки **не выполняется** для 3-й ступени ДЗ, выполняющей функцию дальнего резервирования трансформаторов ответвлений, необходимо применение функции отстройки с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки:

$$R_{\text{НФФ}} \leq K_{\text{отс}} \cdot Z_{\text{IH}} \cdot \cos(\varphi_{\text{IH}}) = 0,8 \cdot 133,32 \cdot \cos(35^\circ) \cdot 2 \cdot \frac{500}{1100} = 79,2 \text{ Ом};$$

$$\varphi_{\text{H}} = \varphi_{\text{IH}} + \Delta\varphi = 35 + 5 = 40^\circ.$$

**Принимаем:**

Уставка **Z< Blinder Imp (ОТСТРОЙКА ПО Z<)** = 78 Ом.

Уставка **Load B/Angle (ОТСТР. ПО УГЛУ)** = 40°.

**Д1.3.5 Выдержка времени срабатывания третьей ступени, п.**

**Б.1.6.4 МУ:**

Время срабатывания  $t_{\text{CP}}$  данной ступени необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t_{\text{CP}} = t_{\text{PЗ}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с}.$$

где  $t_{\text{PЗ}} = 1,5 \text{ с}$  - время действия защит от междуфазных и однофазных КЗ смежных присоединений;

$\Delta t$  – ступень селективности, принимается равной 0,3 с.

**Принимаем:**

Уставка **tZ3 Ph. Delay** = 1,8 с.

**Д1.4 Выбор уставок пусковых органов ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю**

Уставки задаются по умолчанию.

**Д1.5 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности**

**Применяемое устройство: Р443**

Т.к. в рассматриваемой в примере сети (рисунок Д1) установлены трансформаторы с разземлённой нейтралью, ТЗНП выполняется ненаправленной.

**Д1.5.1 Выбор уставок срабатывания первой ступени ТЗНП 3I0>>>, п. Б2.2.1.5 МУ:**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}},$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ А}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 2$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

$$(3I0 >>>) \geq 1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 826 = 103,25 / 500 = 0,2 \text{ А}$$

**Примем  $(3I0 >>>) = 0,5 \text{ А}$**

Проверка чувствительности ступени 3I0>>> производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3I0_{\text{РАСЧ}} / (3I0 >>>) = \frac{898}{500 \cdot 0,5} = 3,6 > 1,3,$$

где  $3I0_{\text{РАСЧ}} = 898(\text{А})$  – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме (первичная величина);

$K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

**Время срабатывания первой ступени Т 3I0>>> задается без выдержки:**

$$(T 3I0 >>>) = 0 \text{ сек.}$$

**Принимаем:**

Уставка IN>1 Current Set = 0,5 А.

Уставка IN>1 Time Delay = 0 с.

**Д.1.5.2 Выбор уставок срабатывания второй ступени ТЗНП 3I0>>, п. Б2.2.2 МУ:**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}} = 1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 826 = 77,4/500 = 0,16 \text{ А},$$

где  $I_{\text{кз}} = 826$  (А) – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{пер}} = 1,5$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ (с учётом времени срабатывания  $T3I0 >>$ , ниже);

$K_{\text{нб}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{отс}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

**Примем**  $(3I0 >>) = 0,2$  А.

Проверка чувствительности ступени  $3I0 >>$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3I0_{\text{мин}} / (3I0 >>) = \frac{898}{500 \cdot 0,2} = 9 > 1,5,$$

где  $3I0_{\text{мин}} = 898$  (А) – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ в конце защищаемой ВЛ (первичная величина);

$K_{\text{ч}} = 1,5$ .

Выдержка времени 2-й ступени  $T3I0 >>$ , п. Б2.2.2.5 МУ:

$$(T3I0 >>) = t_{\text{сз}} + t_{\text{вв}} + \Delta t = 0 + 0,02 + 0,3 = 0,32.$$

**Принимаем:**

Уставка **IN>2 Current Set** = 0,2 А.

Уставка **IN>2 Time Delay** = 0,32 с.

### **Д1.5.3 Уставки срабатывания третьей ступени ТЗНП 3/0>**

Третья ступень ТЗНП для защиты данной ВЛ не применяется.

Вывод неиспользуемых ступеней ТЗНП осуществляется согласно **п. Б2.2.4** в специальной отдельной для каждой ступени уставкой ввода в работу.

## Д2 Пример расчета уставок РЗА ВЛ-110 кВ для «ABB»

**Применяемое устройство: REL670.**

**Общие примечания.**

1. Уставки по напряжению задаются в процентах (%) от базового напряжения объекта. Базовое напряжение задается как номинальное линейное напряжение защищаемого объекта в первичных киловольтах:  $U_{Base} = 110$  кВ.

2. Уставки по току задаются в процентах (%) от базового тока объекта. Базовый ток задается как номинальный фазный ток защищаемого объекта в первичных амперах (первичный номинальный ток ТТ линии):  $I_{Base} = 500$  А.

3. Уставки по сопротивлению задаются в первичных величинах (Ом).

### Д2.1 Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ ВЛ

#### Д2.1.1 Выбор уставки X1, п. Б1.4.2.1 МУ

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X1 = K_{отс} \cdot X1_{рас.экв},$$

где  $K_{отс} = 0,85$  – коэффициент отстройки;

$X1_{рас.экв}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ, определяется по условиям:

$$X1_{рас.экв} = X_{1Л1} + X_{1Л2} + X_{ТР2} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом};$$

$$X1_{рас.экв} = X_{1Л1} + X_{ТР1} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом}.$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $X1_{рас.экв} = 76,8$  Ом.

Тогда:

$$X1 = 0,85 \cdot 76,8 = 65,28 \text{ Ом}.$$



**Принимаем:** уставка **X1 (ZMQPDIS\_21 (ZM01)):**  
**X1PP = X1PE = 65 Ом.**

### **Д2.1.2 Выбор уставки X1<sub>0</sub>, п. Б1.4.2.4 МУ:**

Отстройка от КЗ за трансформаторами не требуется, т.к. составляющие нулевой последовательности не «выходят» за треугольник.

Принимаем уставку с учётом обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надёжный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,25$ ):

$$X2_0 \geq K_{\text{ч}} \cdot X2_{0\text{РАСЧ.ЭКВ}} = 1,25 \cdot 140 = 175 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,25$  – коэффициент чувствительности;

$X2_{0\text{РАСЧ.ЭКВ}} = X_{0Л1} + X_{0Л2} = 56 + 84 = 140 \text{ Ом}$  – расчетное эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности защищаемой ВЛ.

**Принимаем:** уставка **X1<sub>0</sub> (ZMQPDIS\_21 (ZM01)):** **X0PE = 175 Ом.**

### **Д2.1.3 Выбор уставки R1<sub>1</sub>, п. Б1.4.2.4 МУ:**

$$R1_1 = K_{\text{отс}} \cdot R_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}},$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$R_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное активное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ.

Для линий по схеме «тупиковая» по условиям:

$$R1_{1\text{РАСЧ.ЭКВ}} = R_{1Л1} + R_{1Л2} + R_{\text{ТР2}} = 4 + 6 + 3,67 = 13,67 \text{ Ом};$$

$$R1_{\text{РАС.ЭКВ}} = R_{\text{ЛЛ}} + R_{\text{ТР1}} = 4 + 7,35 = 11,35 \text{ Ом.}$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $R1_{\text{РАС.ЭКВ}} = 11,35 \text{ Ом.}$

$$R1_1 = 0,85 \cdot 11,35 = 9,65 \text{ Ом.}$$

Принимаем: уставка  $R1_1$  (ZMQPDIS\_21 (ZM01)):  $R1PP = R1PE = 10 \text{ Ом.}$

#### Д2.1.4 Выбор уставки $R1_0$ , п. Б1.4.2.4 МУ.

Расчетная формула для определения уставки по активной составляющей сопротивления –  $R1_0$  при однофазных КЗ определяется по выражению:

$$R1_0 = K_{\text{ОТС}} \cdot R_{0\text{РАС.ЭКВ}},$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ в конце расчетной зоны первой ступени ДЗ;

$R_{0\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное активное сопротивление нулевой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ.

Для линий по схеме «тупиковая» по условиям:

$$R1_{0\text{РАС.ЭКВ}} = R_{0\text{Л1}} + R_{0\text{Л2}} + R_{\text{ТР2}} = 16 + 24 + 3,67 = 43,67 \text{ Ом;}$$

$$R1_{0\text{РАС.ЭКВ}} = R_{0\text{Л1}} + R_{\text{ТР1}} = 16 + 7,35 = 23,35 \text{ Ом.}$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $R1_{0\text{РАС.ЭКВ}} = 23,35 \text{ Ом.}$

$$R1_0 = 0,85 \cdot 23,35 = 19,85 \text{ Ом.}$$

Принимаем: уставка  $R1_0$  (ZMQPDIS\_21 (ZM01)):  $R0PE = 20 \text{ Ом.}$

### Д2.1.5 Выбор уставки RFPP для первой ступени ДЗ, п. Б1.4.5.1 МУ.

Минимальная уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется из выражения:

$$R_{1(\text{мин})} \geq 1,2 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}},$$

где  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = U_{\text{ДУГИ}} \frac{l}{I} = 2500 \cdot \frac{5}{1288} = 9,70 \text{ Ом},$$

где  $l = 5$  м – длина дуги, определяется как расстояние между проводами фаз (или, при КЗ на землю – между проводом и опорой);

$I = 1288$  А – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки короткого замыкания в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты.

Получаем уставку активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ:

$$R_1 \geq 1,2 \cdot 9,70 = 11,6 \text{ Ом}.$$

### Д2.1.6 Выбор уставки RFPE для первой ступени ДЗ, п. Б1.4.5.1, Б1.4.5.3 МУ.

Минимальный порог уставки активного переходного сопротивления при КЗ на землю  $R_{1E(\text{мин})}$  (в первичных величинах), определяется по выражению:

$$R_{1E} \geq 1,2 \cdot \left( \frac{R_{\Pi} + R_{\text{ДУГИ}} + \frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}} R_{\Pi}}{1} \right) = 1,2 \cdot \left( \frac{3 + 12,588 + 0 \cdot 3}{1} \right) = 18,7 \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{ДУГИ}} = 2500 \cdot \frac{5}{993} = 12,588$  Ом – активное сопротивление дуги;

$R_{\Pi} = 3 \text{ Ом}$  – активное переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии, принятое согласно рекомендаций МУ п. Б1.4.4;

$I_{\Phi 1} = 993 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания в месте установки реле при однофазном КЗ на землю;

$I_{\Phi 2} = 0 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания с противоположного конца при однофазном КЗ на землю;

Расчетная величина  $I_{\Phi 2} / I_{\Phi 1} = 0 / 993 = 0$ ;

Коэффициент «1,2» соответствует запасу в 20%.

Проверка условия отстройки максимального порога уставок **RFPP**, **RFPE** от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,25:

$$R1_{\text{МАКС}} (R1E_{\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{Z_{\text{НАГР (МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР (МАКС)}})}{\sin \varphi_{\text{Л}}} \right]$$

где  $Z_{\text{НАГР (МИН)}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}}{I_{\text{НАГР(МАКС)}}} = \frac{0,9 \cdot 59,4 \cdot 1000}{401} = 133,32 \text{ Ом}$  – модуль полного

сопротивления нагрузки фазы в максимальном нагрузочном режиме;

$U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}$  – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах, равное 59,4 кВ.

$\varphi_{\text{Л}}$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ, равен  $82^\circ$  ( $\arctg \frac{X1}{R1_1}$ ) для прямой и  $80^\circ$

( $\arctg \frac{X1_0}{R1_0}$ ) для нулевой последовательностей;

$\varphi_{\text{НАГР(МАКС)}} = 35^\circ$  – максимальный угол нагрузки, определяемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах;

$I_{\text{НАГР(МАКС)}} = 401 \text{ А}$  – максимальный ток нагрузки линии.

$$R1_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(82^\circ - 35^\circ)}{\sin 82^\circ} \right] = 78,77 \text{ Ом}$$

$$R1E_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(80^\circ - 35^\circ)}{\sin 80^\circ} \right] = 76,6 \text{ Ом.}$$

**Принимаем** (по соотношению X/R=2):

Уставка **ZMQPDIS\_21(ZM01) RFPP** = 33 Ом.

Уставка **ZMQPDIS\_21(ZM01) RFPE** = 33 Ом.

### **Д2.1.7 Выдержка времени срабатывания первой ступени.**

Задаётся минимально возможная выдержка времени срабатывания первой ступени:

$$T_{\text{CP}} = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем:** **ZMQPDIS\_21(ZM01) tPP, tPE** = 0 с.

### **Д2.2 Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ ВЛ.**

#### **Д2.2.1 Выбор уставки X2, п. Б1.5.2.1 МУ.**

Отстройка от КЗ за трансформаторами ответвлений:

$$X2 = K_{\text{ОТС}} \cdot X2_{\text{1PРАСЧ.ЭК}} = 0,85 \cdot 76,8 = 65,28 \text{ Ом,}$$

где  $K_{\text{ОТС}} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ за Трансформатором (в расчетной точке);

$$X2_{\text{РАС.ЭКВ}} = X_{\text{1Л1}} + X_{\text{1Л2}} + X_{\text{ТР2}} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом;}$$

$X2_{\text{РАС.ЭКВ}} = X_{\text{1Л1}} + X_{\text{ТР1}} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом.}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

Проверка обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_q \geq 1,25$ ):

$$X_2 \geq K_q \cdot X_{2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ Ом},$$

где  $K_q = 1,25$  – коэффициент чувствительности;

$X_{2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = X_{1Л1} + X_{1Л2} = 16 + 24 = 40 \text{ Ом}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ.

**Примечание.** Т. к. расчетная зона второй ступени получилась равной зоне первой ступени их уставки принимаются аналогичными, далее производится расчет третьей ступени.

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) X1PP = X1PE = 65 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21 (ZM02): X0PE = 175 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) R1PP = 10 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) R0PE = 20 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) RFPP = 33 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) RFPE = 33 Ом.**

уставка **ZMQPDIS\_21(ZM02) tPP, tPE = 0 с.**

## **Д2.3 Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ ВЛ.**

### **Д2.3.1 Выбор уставки $X_{31}$ , п. Б1.6.2 МУ:**

$$X_{31} \geq K_q \cdot X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = 1,2 \cdot 89,5 = 107,4 \text{ Ом},$$

где  $X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны третьей ступени защиты, выбирается максимальным из следующих условий:

$$X_{3_{\text{РАС.ЭКВ}}} = X_{\text{ЛЛ1}} + X_{\text{ЛЛ2}} + X_{\text{ТР2}} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом}.$$

$$X_{3_{\text{РАС.ЭКВ}}} = X_{\text{ЛЛ1}} + X_{\text{ТР1}} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом}.$$

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) X1 = 108 Ом.**

### **Д2.3.2 Выбор уставки X3<sub>0</sub>, п. Б1.6.2 МУ.**

Уставка выбирается аналогично X3<sub>1</sub> по условию охвата защищаемой ВЛ:

$$X_{3_0} = K_{\text{ч}} \cdot X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = 1,25 \cdot 140 = 175 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,2$  – коэффициент чувствительности;

$$X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = X_{\text{0ЛЛ1}} + X_{\text{0ЛЛ2}} = 56 + 84 = 140 \text{ Ом}$$

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) X0 = 175 Ом.**

### **Д2.3.3 Выбор уставки R3<sub>1</sub>, п. Б1.6.2 МУ.**

Уставка активного сопротивления прямой последовательности – R3<sub>1</sub>, соответствует величине уставки реактивного сопротивления прямой последовательности X3<sub>1</sub> (**при металлическом КЗ**):

$$R_{3_1} = \frac{X_{3_1}}{\text{tg}\varphi} = \frac{108}{\text{tg}75^\circ} = 28,67 \text{ Ом},$$

где  $\varphi = 75^\circ$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ.

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) R1 = 29 Ом.**

### **Д2.3.4 Выбор уставки R3<sub>0</sub>, п. Б1.5.2.4.1 МУ.**

Уставка активного сопротивления нулевой последовательности – R3<sub>0</sub>, соответствует величине уставки реактивного сопротивления прямой последовательности X3<sub>0</sub> (**при металлическом КЗ**):

$$R_{3_0} = \frac{X_{3_0}}{\operatorname{tg} \varphi} = \frac{175}{\operatorname{tg} 75^\circ} = 47 \text{ Ом},$$

где  $\varphi = 75^\circ$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ.

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) R0PE = 47 Ом.**

### **Д2.3.5 Выбор уставки R3 третьей ступени ДЗ, п. Б1.6.2 МУ.**

Уставки третьей ступени ДЗ от междуфазных КЗ резервируют отключение двух- и трёхфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ (рис. Д1).

Минимальный порог уставки **R3**, с учётом **п. Б1.6.3.3 МУ** и [3] (**Приложение VI, таблица П1**):

$$R_3 \geq \operatorname{Re} \left( \frac{2(\underline{Z}_L + \underline{Z}_T + 1,2 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}) \angle -30^\circ + \underline{Z}_C \angle -90^\circ}{\sqrt{3}} \right).$$

Получаем, с учётом, что  $R_L$  не учитывается (см. пояснения к **п. Б1.4.3**),

$$R_T = 0 \text{ и с учетом } R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = 2500 \frac{5}{671} = 18,6 \text{ Ом}:$$

$$R_3 \geq (78,6 + 1,2 \cdot 18,6) = 101 \text{ Ом}.$$

**Принимаем:**

Уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) RFPP = 101 Ом.**

### **Д2.3.6 Выбор уставки R3E, п. Б1.6.2:**

Применение ступени ДЗ от замыканий на землю в рассматриваемом случае неактуально.

Проверка отстройки максимального порога уставок от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,2:

$$R_{3_{\text{МАКС}}} \leq 0,833 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] = 73,9 \text{ Ом}.$$



Т.к. условие отстройки от минимальной величины активного сопротивления нагрузки **не выполняется** для 3-й ступени ДЗ, выполняющей функцию дальнего резервирования трансформаторов ответвлений, необходимо применение функции отстройки с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки:

$$R_{\text{нФФ}} \leq K_{\text{отс}} \cdot Z_{\text{1Н}} \cdot \cos(\varphi_{\text{1Н}}) = 0,8 \cdot 133,32 \cdot \cos(35^\circ) = 87,4 \text{ Ом};$$

$$\varphi_{\text{н}} = \varphi_{\text{1Н}} + \Delta\varphi = 35 + 5 = 40^\circ.$$

**Принимаем:**

Уставка **FDPSPDIS (PHS) RLdFw** = 87 Ом.

Уставка **FDPSPDIS (PHS) ArgLd** = 40°.

**Д2.3.7 Время срабатывания третьей ступени ДЗ, п. Б1.6.4 МУ:**

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{рз}} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 1,8 \text{ с},$$

где  $t_{\text{рз}} = 1,5 \text{ с}$  – время действия защит от междуфазных и однофазных КЗ смежных присоединений;

$\Delta t$  – ступень селективности, принимается равной 0,3 с.

**Принимаем:** уставка **ZMQPDIS\_21(ZM03) tPP** = 1,8 с.

**Д2.4 Расчёт уставок пускового органа (Фазового селектора (PHS)).**

**Д2.4.1 Выбор уставки  $X_{1\text{PHS}}$ , п. Б1.8.3.2.1 МУ.**

Уставка  $X_{1\text{PHS}}$  выбирается большей из величин, рассчитанных по следующим выражениям:

$$X_{1\text{PHS}} = K_{\text{ч}} \cdot X_{\text{1нЗМ}} = 1,5 \cdot 108 = 162 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{1nZM} = 108$  Ом – уставка по реактивному сопротивлению прямой последовательности принимается равной 3-ей ступени ДЗ.

При трехфазных КЗ:

$$X_{1PHS} = K_{\text{ч}} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot X_{1nZM} = 1,5 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 108 = 186,3 \text{ Ом},$$

**Принимаем:** уставка  $X_{1PHS}$  **FDPSPDIS (PHS--): X1 = 186,3 Ом.**

#### **Д2.4.2 Выбор уставки $X_{0PEPHS}$ , п. Б1.8.3.2.2 МУ.**

Уставка  $X_{0PEPHS}$  выбирается по условию обеспечения чувствительности к однофазному КЗ на землю (с учетом принятого коэффициента компенсации током  $3I_0$ ):

$$X_{0PEPHS} = K_{\text{ч}} \cdot X_{0PEnZM} = 1,5 \cdot 175 = 262,5 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{0PEnZM} = 175$  Ом – уставка по реактивному сопротивлению нулевой последовательности принимается равной 3-ей ступени ДЗ.

**Принимаем:** уставка  $X_{0PEPHS}$  **FDPSPDIS (PHS--): X0 = 262,5 Ом.**

#### **Д2.4.3 Выбор уставок $RFPEFw$ и $RFPERv$ , п. Б1.8.3.2.3 МУ.**

Уставки  $RFPEFw$  и  $RFPERv$  выбираются по условию обеспечения чувствительности к однофазным КЗ на землю в конце защищаемой ВЛ:

$$\varphi_{\text{ЛК}} = \arctg\left(\frac{2X_{1PE} + X_{0PE}}{2R_{1PE} + R_{0PE}}\right) = \arctg\left(\frac{2 \cdot 108 + 175}{2 \cdot 33 + 55}\right) = 73^\circ$$

где  $\varphi_{\text{ЛК}}$  – угол фазного сопротивления при металлическом однофазном КЗ в конце зоны действия.

Тогда, для  $\varphi_{\text{ЛК}} > 60^\circ$ :

$$R_{FPE Fw(Rv)} = K_{\text{ч}} \cdot R_{FPE nZM} = 1,5 \cdot 54 = 81 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$R_{FPE nZM} = 54 \text{ Ом}$  – уставка по активному переходному сопротивлению в месте КЗ, принимаются равной 3-ей ступени ДЗ;

**Принимаем:** уставка **FDPSPDIS (PHS--) RFPEFw** = 81 Ом; уставка **FDPSPDIS (PHS--) RFPERv** = 81 Ом.

#### **Д2.4.4 Выбор уставок RFPPFw и RFPPRv, п. Б1.8.3.2.4 МУ:**

Уставки **RFPPFw** и **RFPPRv** выбираются по условию обеспечения чувствительности к междуфазным КЗ в конце защищаемой ВЛ:

Для двухфазных КЗ и  $\varphi_{\text{ЛК}} > 60^\circ$ :

$$R_{FPP Fw(Rv)} = K_{\text{ч}} \cdot R_{FPP nZM} = 1,5 \cdot 54 = 81 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$R_{FPP nZM} = 54 \text{ Ом}$  – уставка 3-й ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ.

Для трехфазных КЗ:

$$R_{FPP Fw(Rv)} = K_{\text{ч}} (2 \cdot R_{1nZM} + R_{FPP nZM}) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} = 1,5 \cdot (2 \cdot 29 + 54) \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} = 194 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1 \div 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$R_{1nZM} = 29 \text{ Ом}$ ,  $R_{FPPnZM} = 54 \text{ Ом}$  – уставки 3-й ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ.

Выбираем наибольший полученный параметр.

**Принимаем:** уставка **FDPSPDIS (PHS--) RFPPFw** = 194 Ом; уставка **FDPSPDIS (PHS--) RFPPRv** = 194 Ом.

**Д2.4.5 Выбор уставок по току избирательных органов *INReleasePE* и *INBlockPP*, п. 1.8.3.3 МУ.**

**Принимаем:** уставка **FDPSPDIS (PHS) INReleasePE** = 20%; уставка **FDPSPDIS (PHS) INBlockPP** = 20%.

**Д2.4.6 Проверка чувствительности по минимальному току работы дистанционных органов PHS, п. Б1.8.3.4 МУ.**

Условия чувствительности:

– для однофазного КЗ в конце линии:

$$I_{\min Op} \leq \frac{I_{\phi \min} \cdot K_{K3}}{K_{\text{ч}}} = \frac{993}{500} \cdot 100\% \cdot 1 = 198,6 \%,$$

– для двухфазного КЗ за трансформатором Тр2:

$$I_{\min Op} \leq \frac{I_{\phi \min} \cdot K_{K3}}{K_{\text{ч}}} = \frac{722}{500} \cdot 100\% \cdot 2 = 262,5 \%,$$

Для трёхфазного КЗ за трансформатором Тр2:

$$I_{\min Op} \leq \frac{I_{\phi \min} \cdot K_{K3}}{K_{\text{ч}}} = \frac{722}{500} \cdot 100\% \cdot \sqrt{3} = 250,1 \%$$

где  $K_{\text{ч}} \geq 1,1$  – рекомендуемое минимальное значение коэффициента чувствительности;

$K_{\text{КЗ}} = 1; 2; \sqrt{3}$  – значение коэффициента вида КЗ соответственно для однофазного, двухфазного и трехфазного КЗ, соответствующего токам замеряемым дистанционными органами и для указанных видов КЗ;

$I_{\phi \text{ min}}$  – фазное значение тока КЗ в минимальном режиме работы системы:  $I_{\phi \text{ min}(1)} = 993 \text{ A}$ ,  $I_{\phi \text{ min}(2)} = I_{\phi \text{ min}(3)} = 722 \text{ A}$ .

**Принимаем:** уставка **FDPSDIS (PHS--) IMinOpPP** = 10%IB; уставка **FDPSDIS (PHS--) IMinOpPE** = 5%IB.

## **Д2.5 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности.**

**Применяемое устройство: REL670.**

Т.к. в рассматриваемой в примере сети (рисунок Д1) установлены трансформаторы с разземлённой нейтралью, ТЗНП выполняется ненаправленной.

### **Д2.5.1 Выбор уставок срабатывания первой ступени ТЗНП 3I0>>>, п. Б2.2.1 МУ.**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 826 = \frac{103,25 \cdot 100\%}{500} = 20,65 \% \text{IB},$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ A}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 2$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

Примем  $3I0 >>> = 250 \text{ A} = 50\% \text{IB}$ .

Проверка чувствительности ступени  $3I_{0>>>}$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{РАСЧ}}}{3I_{0>>>}} = \frac{898}{250} = 3,6 \geq 1,3,$$

где  $3I_{0\text{РАСЧ}} = 898 \text{ А}$  – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме;  
 $K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

**Время срабатывания первой ступени  $T_{3I_{0>>>}}$  задается без выдержки:**

$$(T_{3I_{0>>>}}) = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем:** уставка **EF4PTOC\_51N67N (TEF1) IN1** > = 50%IB, уставка **EF4PTOC\_51N67N (TEF1) t1** > = 0 с.

## **Д2.5.2 Выбор уставок срабатывания второй ступени ТЗНП $3I_{0>>}$ , п. Б2.2.2 МУ.**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций выполняется согласно выражению:

$$(3I_{0>>}) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}} = 1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 826 = \frac{77,4 \cdot 100\%}{500} = 15,5\% \text{IB},$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ А}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ (с учётом времени  $T_{3I_{0>>}}$ , ниже);

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

Принимаем  $3I_{0>>} = 100 \text{ А} = 20\% \text{IB}$ .

Проверка чувствительности ступени  $3I_{0>>}$  производится по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_{0\text{МИН}}}{3I_{0\text{>>}}} = \frac{898}{100} = 9 > 1,5,$$

где  $3I_{0\text{МИН}} = 898 \text{ А}$  – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ в конце защищаемой ВЛ;

Выдержка времени 2-й ступени  $T3I0\text{>>}$ , п. **Б2.2.2.5 МУ**:

$$(T3I0\text{>>}) = t_{\text{СЗ}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t = 0 + 0,02 + 0,3 = 0,32 .$$

**Принимаем:** уставка **EF4PTOC\_51N67N (TEF1-) IN2> = 100%IB**;  
 уставка **EF4PTOC\_51N67N (TEF1) t3> = 0,32 с**.

#### **Д3.5.4 Выбор уставок срабатывания третьей ступени ТЗНП 3I0>.**

Третья ступень ТЗНП для защиты данной ВЛ не применяется.

Вывод неиспользуемых ступеней ТЗНП осуществляется согласно п. **Б2.2.4** в специальной отдельной для каждой ступени уставкой ввода в работу.

### ДЗ Пример расчета уставок РЗА ВЛ–110 кВ для НПП «ЭКРА»

**Применяемое устройство:** ШЭ2607 021 (с пятиступенчатым исполнением ДЗ).

#### **Общие примечания.**

1 Значения уставок максимальных токовых защит по току (напряжению) и по времени срабатывания рассчитываются **в именованных единицах**, приведенных для **вторичной величины** расчетного параметра.

2 Значения уставок дистанционных защит по сопротивлению и времени срабатывания рассчитываются **в именованных единицах**, приведенных для **вторичной величины** расчетного параметра.

**Принимаем:** уставки **Угол наклона характеристик ИО I ст (II ст, III ст, V ст)  $\varphi_1 = 75^\circ$** , **Угол наклона верхней части характеристики ИО ( $\varphi_4$ )=0°**; **Угол наклона левой части характеристики ИО ( $\varphi_3$ ), Накл(лев) = 115°**; **Угол наклона нижней части характеристики ИО ( $\varphi_2$ ), Накл(нижн) = -15°**.

#### **ДЗ.1 Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ ВЛ.**

##### **ДЗ.1.1 Выбор уставки X1, п. Б1.4.2.1 МУ.**

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X1 = K_{\text{отс}} \cdot X1_{\text{РАС.ЭКВ}}$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки;

$X1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты, определяется по условиям:

$$X1_{\text{РАС.ЭКВ}} = X_{\text{ЛЛ1}} + X_{\text{ЛЛ2}} + X_{\text{ТР2}} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом};$$



$$X1_{\text{РАС.ЭКВ}} = X_{\text{ЛЛ}} + X_{\text{ТР1}} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом.}$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $X1_{\text{РАС.ЭКВ}} = 76,8 \text{ Ом.}$

Тогда:

$$X1 = 0,85 \cdot 76,8 \cdot (500/1100) = 65,28 \cdot (500/1100) = 29,67 \text{ Ом.}$$

**Примечание.** Преобразование из первичных величин во вторичные производится по общему выражению (для полного сопротивления  $Z$ ):

$$Z_{\text{ВТОР}} = \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} Z_{\text{ПЕРВ}}.$$

**Принимаем:** уставка по реактивной составляющей сопротивления **ИО I ст, X I ст** = 29 Ом.

### Д3.1.2 Выбор уставки R1, п. Б1.4.5.1 МУ.

Уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется как:

$$R1_{(\text{мин})} \geq 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$$

где  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  – переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление  $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$  линии определяется по выражению (в первичных величинах):

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = U_{\text{ДУГИ}} \frac{l}{I} = 2500 \cdot \frac{5}{1288} \cdot \left( \frac{500}{1100} \right) = 9,70 \cdot \left( \frac{500}{1100} \right) = 4,41 \text{ Ом,}$$

где  $l = 5 \text{ м}$  – длина дуги, определяется как расстояние между изоляторами (или, при КЗ на землю – между изолятором и опорой);

$I = 1288 \text{ А}$  – минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки короткого замыкания в конце зоны чувствительности первой ступени дистанционной защиты.

Напряжение дуги принимается –  $U_{\text{ДУГИ}} = 2500 \frac{\text{В}}{\text{м}}$ .

Получаем уставку активного переходного сопротивления при междуфазных КЗ:

$$R1 \geq 0,6 \cdot 4,41 = 2,65 \text{ Ом.}$$

**Принимаем** (по соотношению  $X/R=2$ ): уставка по активной составляющей сопротивления **ИО I ст, R I ст = 15 Ом.**

### **ДЗ.1.3 Выдержка времени срабатывания первой ступени.**

Задаётся минимально возможная выдержка времени срабатывания первой ступени:

$$T_{CP} = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем:** уставка **DT33 Задержка на срабатывание I ступени, tср I ст. = 0 с.**

## **ДЗ.3 Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ ВЛ**

### **ДЗ.3.1 Выбор уставки X2, п. Б1.5.1.1 МУ.**

По условию отстройки от коротких замыканий на шинах низшего и среднего напряжения смежных подстанций:

$$X2 = K_{OTC} \cdot X2_{1PACЧ.ЭК} = 29,67 \text{ Ом,}$$

где  $K_{OTC} = 0,8$  – коэффициент отстройки от КЗ за Трансформатором (в расчетной точке);

$$X2_{1PACЧ.ЭКВ} = X_{1Л1} + X_{1Л2} + X_{ТР2} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом;}$$

$X2_{1PACЧ.ЭКВ} = X_{1Л1} + X_{ТР1} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом.}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

Проверка условия обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ):

$$X_2 \geq K_{\text{ч}} \cdot X_{2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = 1,5 \cdot 40 \cdot (500 / 1100) = 60 \cdot (500 / 1100) = 27,3 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{ч}} = 1,5$  – коэффициент чувствительности;

$X_{2_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = X_{1Л1} + X_{1Л2} = 16 + 24 = 40 \text{ Ом}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ.

**Примечание.** Т.к. расчетная зона второй ступени получилась равной зоне первой ступени их уставки принимаются аналогичными, далее производится расчет третьей ступени.

**Принимаем:** Уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО II ст, X II ст = 29 Ом.

ИО II ст, R II ст = 15 Ом.

**DT35** Задержка на срабатывание II ступени ДЗ,  $c = 0,05 \text{ с}$ .

#### **ДЗ.4 Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ ВЛ**

##### **ДЗ.4.1 Выбор уставки X3, п. Б1.6.1 МУ**

$$X_{3_1} \geq K_{\text{ч}} \cdot X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = 1,2 \cdot 89,5 = 107,4 \text{ Ом},$$

где  $X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}}$  – эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны третьей ступени защиты, выбирается максимальным из следующих условий:

$$X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = X_{1Л1} + X_{1Л2} + X_{\text{ТР2}} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом}.$$

$$X_{3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}} = X_{1Л1} + X_{\text{ТР1}} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом}.$$

Принимаем:  $X3_{\text{РАС.ЭКВ}} = 89,5 \text{ Ом}$ .

Тогда:

$$X1 = 1,2 \cdot 89,5 \cdot (500/1100) = 65,28 \cdot (500/1100) = 48,8 \text{ Ом}.$$

**Принимаем:** уставка по реактивной составляющей сопротивления  
**ИО III ст, X III ст. = 50 Ом.**

### **Д2.3.5 Выбор уставки R3 третьей ступени ДЗ, п. Б1.6.2 МУ.**

Уставки третьей ступени ДЗ от междуфазных КЗ резервируют отключение двух- и трёхфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ (рис. Д1).

Минимальный порог уставки **R3**, с учётом **п. Б1.6.3.3 МУ** и [3] (**Приложение VI, таблица П1**):

$$R3 \geq \operatorname{Re} \left( \frac{2(\underline{Z}_L + \underline{Z}_T + 1,2 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}) \angle -30^\circ + \underline{Z}_C \angle -90^\circ}{\sqrt{3}} \right).$$

Получаем, с учётом, что  $R_L$  не учитывается (см. пояснения к **п. Б1.4.3**),

$$R_T = 0 \text{ и с учетом } R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = 2500 \frac{5}{671} = 18,6 \text{ Ом}:$$

$$R3 \geq (78,6 + 1,2 \cdot 18,6) \frac{500}{1100} = 45,9 \text{ Ом}.$$

**Принимаем:**

Уставка **ИО III ст, R III ст. = 50 Ом.**

### **Д2.3.6 Выбор уставок выреза нагрузочного режима**

Проверка отстройки максимального порога уставок от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,2:

$$R3_{\text{МАКС}} \leq 0,833 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \cdot \frac{500}{1100} = 33,5 \text{ Ом}.$$

Т.к. условие отстройки от минимальной величины активного сопротивления нагрузки **не выполняется** для 3-й ступени ДЗ, выполняющей функцию дальнего резервирования трансформаторов ответвлений,

необходимо применение функции отстройки с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки:

$$R_{\text{нФФ}} \leq K_{\text{отс}} \cdot Z_{\text{1Н}} \cdot \cos(\varphi_{\text{1Н}}) = 0,8 \cdot 133,32 \cdot \cos(35^\circ) \cdot \frac{500}{1100} = 39,6 \text{ Ом};$$

$$\varphi_{\text{Н}} = \varphi_{\text{1Н}} + \Delta\varphi = 35 + 5 = 40^\circ.$$

**Принимаем:**

**Уставка Уставка по оси R нагрузочного режима: 30 Ом**

**Уставка Угол выреза нагрузочного режима: 40°**

### **Д3.5 Выбор уставок по сопротивлению ступени от КЗ на землю (V-ступень) ДЗ ВЛ**

#### **Д3.5.1 Выбор уставки X5 , п. Б1.4.2.1 МУ.**

Уставка выбирается аналогично X1, п. Д3.1.1 МУ.

**Принимаем:** уставка по реактивной составляющей сопротивления ИО Z V ст., X V ст. на землю = 29 Ом.

#### **Д3.5.2 Выбор уставки R1 (V-ая ступень), п. Б1.4.5.1 МУ.**

Уставка активного сопротивления при однофазных замыканиях для линии определяется как:

$$R1E \geq 1,2 \cdot \left( \frac{R_{\text{П}} + R_{\text{ДУГИ}} + \frac{I_{\Phi 2}}{I_{\Phi 1}} R_{\text{П}}}{1 + \frac{R_E I_{E1}}{R_L I_{\Phi 1}}} \right) \frac{500}{1100} = 1,2 \cdot \left( \frac{3 + 12,588 + 0 \cdot 3}{1 + 1 \cdot 1} \right) \cdot \frac{500}{1100} =$$

$$= 9,35 \cdot (500/1100) = 4,25 \text{ Ом},$$

где  $R_L = 0,85 \cdot (4 + 6) = 8,5 \text{ Ом}$  – расчетное активное сопротивление прямой последовательности защищаемой зоны (линии) до места повреждения, **в расчёте не учитывается**, см. пояснения к п. Б1.4.4;

$$R_{\text{ДУГИ}} = 2500 \cdot \frac{5}{993} = 12,588 \text{ Ом} - \text{сопротивление дуги};$$

$R_{\Pi} = 3 \text{ Ом}$  – переходное сопротивление в месте замыкания на землю, или эффективное сопротивление заземления опоры воздушной линии, принятое согласно рекомендаций МУ п. Б1.4.4;

$I_{\Phi 1} = 993 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания в месте установки реле при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети;

$I_{\Phi 2} = 0 \text{ А}$  – расчетный фазный ток короткого замыкания с противоположного конца при однофазном КЗ на землю в расчетной точке сети;

$$\text{Расчетная величина } I_{\Phi 2} / I_{\Phi 1} = 0 / 993 = 0.$$

$$\frac{R_E}{R_L} = 1 - \text{расчетный коэффициент компенсации (активная составляющая)}$$

токов КЗ на землю;

$$\frac{I_{E1}}{I_{\Phi 1}} = 1 - \text{принимается согласно рекомендациям МУ п. Б1.4.4};$$

Коэффициент «1,2» соответствует запасу в 20%.

**Принимаем** (по соотношению  $X/R=2$ ): уставка по активной составляющей сопротивления **ИО V ст, R V ст. = 15 Ом.**

**Д3.6 Выбор уставок пусковых органов дистанционной защиты от междуфазных КЗ и КЗ на землю, п. Б1.8.4 МУ.**

Уставки срабатывания БК по изменению  $DI2$  задаём  $0,25 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0,25 \text{ А}$  для чувствительного реле и  $1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$  для грубого.

Уставки срабатывания БК по изменению  $DI1$  задаём  $1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 1 \text{ А}$  для чувствительного реле и  $3 \cdot I_{\text{НОМ}} = 3 \text{ А}$  для грубого.

Проверка чувствительности уставок ПО для последней (третьей) ступени ДЗ:

$$K_{\text{ч}2} = \frac{I_{233\text{A}}}{I_{2\text{УУС}} \cdot K_{\text{ТТ}}} = \frac{394}{0,25 \cdot 500} = 3,15 > 1,2;$$

$$K_{\text{ч}1} = \frac{I_{133\text{A}}}{I_{1\text{УУС}} \cdot K_{\text{ТТ}}} = \frac{671}{1 \cdot 500} = 1,342 > 1,2,$$

где  $I_{23\text{АЩ}} = 394 \text{ А}$ ,  $I_{133\text{А}} = 671 \text{ А}$  – минимальные токи обратной и прямой последовательности в месте установки защиты при КЗ в конце зоны чувствительности;

$I_{2\text{УСТ}}$ ,  $I_{1\text{УСТ}}$  – принятая уставка ПО УБК;

$K_{\text{ТТ}} = 500$  – коэффициент трансформации ТТ.

**Принимаем: уставка по приращению  $I_2$  чувств. РТ БК): DI2 чувств. БК = 0,25 Ином.**

**Уставка по приращению  $I_2$  грубого РТ БК): DI2 груб. БК = 1 Ином.**

**Уставка по приращению  $I_1$  чувств. РТ БК): DI1 чувств. БК = 1 Ином.**

**Уставка по приращению  $I_1$  грубого РТ БК): DI1 груб. БК = 3 Ином.**

Ввод в работу всех ступеней производится на время 6 с.

**Принимаем уставка DT37 Время ввода быстродействующих ступеней от чувствительного РТ БК = 6 с.**

**Уставка Время ввода быстродействующих ступеней от грубого РТ БК = 6 с.**

**Уставка Время ввода медленнодействующих ступеней от РТ БК = 6 с.**

Уставка по току нулевой последовательности реле РТНП принимаем равной:

$$I_{\text{CP}}^{(0)} = 0,05 \text{ А (вторичных)}.$$

**Принимаем: уставка Ток срабатывания ПО по току нулевой последовательности с торможением,  $I_{\text{CP}} \text{ РТНП} = 0,05 \text{ А}$ .**

Уставка коэффициента торможения реле РТНП:

$$K_{\text{T}} = 0,1$$

**Принимаем:** уставка **Коэффициент торможения ПО по току нулевой последовательности,  $K_T RT RTNP = 0,1$ .**

Уставка (вторичная величина) блокирующего токового реле по току торможения БТ:

$$I_{CP, BT} = 4,5 \div 5,0 \text{ A.}$$

**Принимаем:** уставка **Ток срабатывания ПО максимального тока,  $I_{CP BT} = 4,5 \text{ A}$ .**

Напряжение  $U_{CP}$  РННП реле напряжения нулевой последовательности определяется по выражению:

$$U_{CP} = K_{OTC} \cdot U_{0NB} = 1,25 \cdot \frac{550}{1100} = 0,63 \text{ В,}$$

где  $K_{OTC} = 1,25$  – коэффициент отстройки;

$U_{0NB} = 550 \text{ В}$  – измеренного напряжения небаланса в цепях напряжения  $3U_0$ .

Коэффициенты чувствительности реле РТНП и РННП проверяется при однофазном КЗ в конце линии в минимальном режиме системы.

$$K_{ч РТНП} = \frac{3I_0}{0,05} = \frac{898}{500 \cdot 0,05} = 35,92 > 1,5;$$

$$K_{ч РННП} = \frac{3U_0}{U_{CP}} = \frac{9000}{1100 \cdot 0,6} = 13,64 > 1,5;$$

где  $3I_0$  и  $3U_0 = 9 \text{ кВ}$  ток и напряжение нулевой последовательности в месте установки защиты в указанном режиме КЗ.

**Принимаем:** уставка **Напряжение срабатывания разрешающего РНМНП,  $U_{CP разр. РНМНП} = 0,6 \text{ В}$ .**



### Д3.7 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности.

Применяемое устройство: ШЭ2607 021.

Т.к. в рассматриваемой в примере сети (рисунок Д1) установлены трансформаторы с разземлённой нейтралью, ТЗНП выполняется ненаправленной.

#### Д3.7.1 Выбор уставок срабатывания первой ступени ТЗНП

3I0>>>, п. Б2.2.1 МУ.

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}} = \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 826}{500} = \frac{103,25}{500} = 0,2 \text{ А,}$$

где  $I_{\text{кз}} = 826 \text{ А}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{пер}} = 2$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{\text{нб}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{отс}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

Примем  $(3I0 >>>) = 0,5 \text{ А}$ .

Проверка чувствительности ступени 3I0>>> производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I0_{\text{расч}}}{3I0 >>>} = \frac{898}{500 \cdot 0,5} = 3,6 > 1,3,$$

где  $3I_{0\text{РАСЧ}} = 898 \text{ А}$  – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме (первичная величина);

$K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

Уставка по времени первой ступени  $T3I0>>>$  задается без выдержки:

$$(T3I0 >>>) = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем: уставка Ток срабатывания I ступени ТЗНП, Icp PT I ст. = 0,5 Iном.**

Уставка **Задержка на срабатывание I ступени DT51, tcp I ст. = 0 с.**

**Д3.7.2 Выбор уставок срабатывания второй ступени ТЗНП 3I0>>, п.**

**Б2.2.2 МУ:**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}} = \frac{1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 826}{500} = \frac{77,4}{500} = 0,16 \text{ А,}$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ А}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ (с учётом выдержки времени  $T3I0>>$ , ниже);

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

Примем  $(3I0 >>) = 0,2 \text{ А}$ .

Проверка чувствительности ступени  $3I0>>$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I0_{\text{МИН}}}{3I0 \gg} = \frac{898}{500 \cdot 0,2} = 9 > 1,5,$$

где  $3I0_{\text{МИН}} = 898 \text{ А}$  – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ в конце защищаемой ВЛ (первичная величина);

$$K_{\text{ч}} = 1,5.$$

Выдержка времени 2-й ступени  $T3I0 \gg$ , п. **Б2.2.2.5 МУ**:

$$(T3I0 \gg) = t_{\text{сз}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t = 0 + 0,02 + 0,3 = 0,32 .$$

**Принимаем:** уставка **Ток срабатывания II ступени ТЗНП, Icp РТ II ст. = 0,2 Iном.**

**Уставка Задержка на срабатывание II ступени DT52, tcp II ст. = 0,32 с.**

### **Д3.7.3 Выбор уставок срабатывания третьей ступени ТЗНП 3I0>**

Третья ступень ТЗНП для защиты данной ВЛ не применяется.

Вывод неиспользуемых ступеней ТЗНП осуществляется согласно п. **Б2.2.4** регулированием максимально возможных уставок по току и времени срабатывания.

## **Д4 Пример расчета уставок РЗА ВЛ-110 кВ для устройств серии UR («GE Multilin»)**

### **Применяемое устройство: D30**

#### **Общие примечания.**

1. Значения уставок максимальных токовых защит по току (напряжению) и по времени срабатывания рассчитываются в относительных единицах от номинальной величины (о.е.).

2. Значения уставок защит по напряжению срабатывания рассчитываются в относительных единицах от номинальной величины (о.е.).

### **Д4.1 Выбор уставок по сопротивлению первой ступени ДЗ ВЛ**

#### **Д4.1.1 Выбор уставки Z1, п. Б1.4.2 МУ:**

Расчетная формула для определения уставки по модулю полного сопротивления прямой последовательности:

$$Z1 = K_{\text{отс}} \cdot Z1_{\text{РАС.ЭКВ}}$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,85$  – коэффициент отстройки;

$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}}$  – расчетное эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени ДЗ, определяется по условиям:

$$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ1}} + Z_{\text{ЛЛ2}} + Z_{\text{ТР2}} = 16,49 + 24,06 + 36,98 = 77,53 \text{ Ом};$$

$$Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ1}} + Z_{\text{ТР1}} = 16,49 + 73,87 = 90,36 \text{ Ом}.$$

Принимаем наименьшее из сопротивлений, полученные по расчетным условиям:  $Z1_{\text{РАС.ЭКВ}} = 77,53 \text{ Ом}$ .

Тогда:

$$Z_1 = 0,85 \cdot 77,53 \cdot (500/1100) = 65,9 \cdot (500/1100) = 29,95 \text{ Ом.}$$

**Примечание.** Преобразование из первичных величин во вторичные производится по общему выражению (для полного сопротивления  $Z$ ):

$$Z_{\text{ВТОР}} = \frac{K_{\text{ТТ}}}{K_{\text{ТН}}} Z_{\text{ПЕРВ}}.$$

Уставку по реактивной составляющей сопротивления нулевой последовательности принимаем равной уставке по реактивному составляющему сопротивления прямой последовательности.

**Принимаем:**

Уставка **PHS DIST Z1 REACH** = 29 Ом.

Уставка **GHD DIST Z1 REACH** = 29 Ом.

Величина комплексного коэффициента компенсации (по модулю и углу):

$$\underline{K}_0 = \frac{1}{3} \left( \frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right),$$

где  $\underline{Z}_1$  – полное комплексное сопротивление прямой последовательности линии;

$\underline{Z}_0$  – полное комплексное сопротивление нулевой последовательности линии.

Рассчитаем модуль и угол комплексного коэффициента компенсации согласно п. **Б1.4.2.3 МУ**:

$$\text{ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧ} = \left| \frac{\underline{Z0L}}{\underline{Z1L}} \right|, \text{ ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ} = \arg \left( \frac{\underline{Z0L}}{\underline{Z1L}} \right).$$

Согласно справочным данным полные параметры линий ( $L=100$  км):

$$X_1 = 40 \text{ (Ом)}; X_0 = 140 \text{ (Ом)}; R_1 = 10 \text{ (Ом)}; R_0 = 40 \text{ (Ом)}.$$

Тогда:

$$\text{ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 ВЕЛИЧ} = \left| \frac{40 + j140}{10 + j40} \right| = 3,53;$$

$$\text{ЗЕМЛ ДЗ Z1 Z0/Z1 УГОЛ} = \arg\left(\frac{40 + j140}{10 + j40}\right) = -1,9^\circ.$$

**Принимаем:**

Уставка **GND DIST Z1 Z0/Z1 MAG** = 3,53 (о.е.);

Уставка **GND DIST Z1 Z0/Z1 ANG** = - 2 (град.).

**Примечание.** Для второй и третьей ступеней ДЗ комплексный коэффициент компенсации рассчитывается аналогично.

**Принимаем:**

Уставка **GND DIST Z2 Z0/Z1 MAG** = 3,53 (о.е.);

Уставка **GND DIST Z2 Z0/Z1 ANG** = - 2 (град.);

Уставка **GND DIST Z3 Z0/Z1 MAG** = 3,53 (о.е.);

Уставка **GND DIST Z3 Z0/Z1 ANG** = - 2 (град.).

**Д4.1.2 Выбор уставки R1, R1E п. Б1.4.3 МУ:**

Уставка по оси активного сопротивления правой стороны характеристики срабатывания при междуфазных КЗ и/или КЗ на землю  $R_{RGT\_BLD}$  для первой ступени ДЗ определяется в следующих пределах, согласно выражениям:

$$1,25(R_{ДУГИ} + Z_R \cos\varphi) \leq R_{RGT\_BLD} \leq 4,5Z_R,$$

где  $R_{ДУГИ}$  – вторичное сопротивление дуги в месте повреждения в соответствии с п. Б1.4.3, п. Б1.4.4;

$Z_R$  – уставка полного сопротивления соответствующей (первой) ступени защиты;

$\varphi$  – угол линии.

Уставка по оси активного сопротивления правой стороны характеристики:

$$1,25(4,41 + 30 \cdot \cos 75^\circ) \leq R_{RGT\_BLD} \leq 4,5 \cdot 30,$$

$$15,21 \leq R_{RGT\_BLD} \leq 135.$$

Проверка условия отстройки максимального порога уставок  $R1$ ,  $R1E$  от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,25:

$$R1_{\text{МАКС}} (R1E_{\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{Z_{\text{НАГР (МИН)}} \cdot \sin(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{НАГР (МАКС)}})}{\sin \varphi_{\text{Л}}} \right]$$

где  $Z_{\text{НАГР (МИН)}} = \frac{0,9 \cdot U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}}{I_{\text{НАГР(МАКС)}}} = \frac{0,9 \cdot 59,4 \cdot 1000}{401} = 133,32 \text{ Ом}$  – модуль полного

сопротивления нагрузки фазы в максимальном нагрузочном режиме;

$U_{\text{Ф.РАБ.МИН}}$  – рабочее минимальное напряжение в максимальных нагрузочных режимах, равное 59,4 кВ.

$\varphi_{\text{МЧ}} = 75^\circ$  – угол наклона правой границы характеристики срабатывания рассматриваемой ступени ДЗ;

$\varphi_{\text{НАГР(МАКС)}} = 35^\circ$  – максимальный угол нагрузки, определяемый по результатам расчетов режимов работы электрических сетей, или измерений в максимальных нагрузочных режимах;

$I_{\text{НАГР(МАКС)}} = 401 \text{ А}$  – максимальный ток нагрузки линии.

$$R1_{\text{МАКС}} (R1E_{\text{МАКС}}) \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \frac{500}{1100} = 71 \cdot (500/1100) = 32,3 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси активного сопротивления левой стороны принимается равной половине уставки правой стороны. Углы правой и левой сторон принимаются равными углу линии (**RCA**), который равен  $75^\circ$ .

### Принимаем:

Уставка **GND DIST Z1 QUAD RGT BLD** = 16 Ом.

Уставка **GND DIST Z1 QUAD LFT BLD** = 8 Ом.

Уставка **PHS DIST Z1 QUAD RGT BLD** = 16 Ом.

Уставка **PHS DIST Z1 QUAD LFT BLD** = 8 Ом.

### Д.4.1.3 Выдержка времени срабатывания первой ступени

Задаётся минимально возможная выдержка времени срабатывания первой ступени:

$$T_{CP} = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем:**

Уставка **GND DIST Z1 DELAY** = 0 с.

Уставка **PHS DIST Z1 DELAY** = 0 с.

## Д4.2 Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ ВЛ

### Д4.2.1 Выбор уставки Z2, п. 1.5.1.1 МУ

Отстройка от КЗ за трансформаторами ответвлений:

$$X2 = K_{OTC} \cdot X2_{1PACЧ.ЭК} = 0,85 \cdot 76,8 = 65,28 \text{ Ом,}$$

где  $K_{OTC} = 0,85$  – коэффициент отстройки от КЗ за Трансформатором (в расчетной точке);

$$X2_{PAC.ЭКВ} = X_{1Л1} + X_{1Л2} + X_{ТР2} = 16 + 24 + 36,8 = 76,8 \text{ Ом;}$$

$X2_{PAC.ЭКВ} = X_{1Л1} + X_{ТР1} = 16 + 73,5 = 89,5 \text{ Ом.}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

Проверка условия обеспечения чувствительности при металлическом КЗ в конце линии (надежный охват защищаемой ВЛ с коэффициентом чувствительности  $K_{ч} \geq 1,25$ ):

$$Z2 \geq K_{ч} \cdot Z2_{1PACЧ.ЭКВ} = 1,25 \cdot 41,23 \cdot (500 / 1100) = 51,54 \cdot (500 / 1100) = 23,43 \text{ Ом,}$$

где  $K_{ч} = 1,25$  – коэффициент чувствительности;

$Z2_{1PACЧ.ЭКВ} = Z_{1Л1} + Z_{1Л2} = 41,23 \text{ Ом}$  – эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени ДЗ.



**Примечание.** Т. к. расчетная зона второй ступени получилась равной зоне первой ступени их уставки принимаются аналогичными, далее производится расчет третьей ступени.

**Принимаем:**

Уставка **PHS DIST Z2 REACH** = 29 Ом.

Уставка **GHD DIST Z2 REACH** = 29 Ом.

Уставка **GND DIST Z2 QUAD RGT BLD** = 16 Ом.

Уставка **GND DIST Z2 QUAD LFT BLD** = 8 Ом.

Уставка **PHS DIST Z2 QUAD RGT BLD** = 16 Ом.

Уставка **PHS DIST Z2 QUAD LFT BLD** = 8 Ом.

Уставка **PHS DIST Z2 DELAY** = 0 с.

Уставка **GND DIST Z2 DELAY** = 0 с.

#### **Д4.3 Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ ВЛ**

##### **Д4.3.1 Выбор уставки Z3, п. Б1.6.1.1 МУ:**

$$Z3 = K_{\text{ч}} \cdot Z3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}$$

где  $Z3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}} = Z_{\text{ЛЛ}} + Z_{\text{ТР1}} = 16,49 + 73,87 = 90,36$  Ом – минимальное расчетное полное сопротивление прямой последовательности, которое включает в себя сопротивление линии и Трансформатора, с учетом крайнего положения РПН, при КЗ на выводах НН Трансформатора.

$$Z3 = 1,2 \cdot 90,36 \cdot (500/1100) = 108,47 \cdot (500/1100) = 48,81(\text{Ом}).$$

**Принимаем:**

Уставка **PHS DIST Z3 REACH** = 50 Ом.

##### **Д4.3.2 Выбор уставки R3, п. Б1.6.2 МУ:**

Уставки третьей ступени ДЗ резервируют отключение двух- и трёхфазных КЗ за трансформаторами Y/Δ (рис. Д1).

Общее условие выбора уставки **R3**:

$$1,25(R_{\text{ДУГИ}} + Z_R \cos \varphi) \leq R_{\text{RGT\_BLD}} \leq 4,5Z_R,$$

$$1,25(18,6 + 50 \cdot \cos 75^\circ) \leq R_{\text{RGT\_BLD}} \leq 4,5 \cdot 50,$$

$$39,4 \leq R_{\text{RGT\_BLD}} \leq 225.$$

$$R_{\text{ДУГИ}} = 2500 \frac{5}{671} = 18,6 \text{ (Ом)} - \text{сопротивление дуги.}$$

Минимальный порог уставки **R3**, с учётом п. **Б1.6.3.3 МУ** и **[3]** (**Приложение VI, таблица П1**):

$$R3 \geq \operatorname{Re} \left( \frac{2(Z_L + Z_T + 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}) \angle -30^\circ + Z_C \angle -90^\circ}{\sqrt{3}} \right).$$

Получаем, с учётом, что  $R_L$  не учитывается (см. пояснения к п. **Б1.4.3**),  
 $R_T = 0$ :

$$R3 \geq (78,6 + 0,6 \cdot 18,6) \frac{500}{1100} = 40,8 \text{ Ом.}$$

Уставка по оси активного сопротивления левой стороны  $R_{\text{LFT\_BLD}}$  принимается равной половине уставки правой стороны. Углы правой и левой сторон принимаются равными углу линии (**RCA**).

**Принимаем:**

Уставка **PHS DIST Z3 QUAD RGT BLD** = 42 Ом;

Уставка **PHS DIST Z3 QUAD LFT BLD** = 21 Ом;

Проверка условия отстройки максимального порога уставок **R3** от минимальной величины активного сопротивления нагрузки с коэффициентом отстройки 1,25:

$$R3_{\text{МАКС}} \leq 0,8 \cdot \left[ \frac{133,32 \cdot \sin(75^\circ - 35^\circ)}{\sin 75^\circ} \right] \frac{500}{1100} = 71 \cdot (500/1100) = 32,3 \text{ Ом.}$$

Т.к. условие отстройки от минимальной величины активного сопротивления нагрузки **не выполняется**, необходимо применение функции отстройки с помощью блокирования срабатывания ступеней ДЗ в области (зоне) сектора нагрузки.

Определим уставки сектора нагрузки и  $\varphi_H$  для контура «фаза-фаза».

$$Z_{\text{НФФ}} \leq K_{\text{отс}} \cdot Z_{\text{1Н}} = 0,8 \cdot 133,32 \cdot (500/1100) = 106,7 \cdot (500/1100) = 48,5 \text{ Ом},$$

где  $K_{\text{отс}} = 0,8$  – коэффициент отстройки;

$Z_{\text{1Н}} = 133,32 \text{ Ом}$  – модуль минимального значения полного сопротивления нагрузки;

$\varphi_{\text{1Н}} = 35^\circ$  – угол полного сопротивления нагрузки.

Уставка по углу сектора нагрузки определяется с учетом погрешности измерений дистанционных органов 5%:

$$\varphi_H = \varphi_{\text{1Н}} + 5^\circ = 35^\circ + 5^\circ = 40^\circ,$$

где  $\varphi_{\text{1Н}} = 35^\circ$  – угол полного сопротивления нагрузки.

**Принимаем:**

Уставка **LOAD ENCROACHMENT REACH** = 30 Ом.

Уставка **LOAD ENCROACHMENT ANGLE** = 40 (град.).

#### **Д4.3.3 Выдержка времени срабатывания третьей ступени, п. Б1.6.4 МУ:**

Время срабатывания  $t_{\text{СР}}$  данной ступени необходимо принимать с учетом времени срабатывания защит смежных присоединений:

$$t_{\text{СР}} = t_{\text{РЗ}} + \Delta t = 1,5 + 0,3 = 1,8 \text{ с}$$

где  $t_{\text{РЗ}} = 1,5 \text{ с}$  - время действия защит от междуфазных и однофазных КЗ смежных присоединений;

$\Delta t$  – ступень селективности, принимается равной 0,3 с.

**Принимаем:**

Уставка **PHS DIST Z3 DELAY** = 1,8 с.

#### **Д4.4 Выбор уставок пусковых органов ДЗ от междуфазных КЗ и КЗ на землю**

**Уставка минимального тока дистанционной защиты, п. Б1.8.2.2 МУ:**

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot I_F^{\min}}{CT_R}$$

где  $I_F^{\min}$  – минимальный линейный ток для ДЗ от междуфазных КЗ и минимальный ток  $3I_0$  для ДЗ от КЗ на землю при КЗ в конце защищаемой зоны;

$CT_R$  – коэффициент трансформации ТТ.

**Для первой ступени:**

При КЗ на землю:  $I_F^{\min} = 993(\text{A})$ ,

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot 993}{500} = 1,59(\text{A}).$$

При междуфазных КЗ:  $I_F^{\min} = 1288(\text{A})$ ,

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot 1288}{500} = 2,06(\text{A}).$$

**Для второй ступени:**

При КЗ на землю:  $I_F^{\min} = 898(\text{A})$ ,

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot 898}{500} = 1,43(\text{A}).$$

При междуфазных КЗ:  $I_F^{\min} = 1155(\text{A})$ ,

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot 1155}{500} = 1,85(\text{A}).$$

**Для третьей ступени:**

При КЗ на землю и междуфазных КЗ:  $I_F^{\min} = 671(\text{A})$ ,

$$I_{SUPV} \leq \frac{0,8 \cdot 671}{500} = 1,1(\text{A}).$$

**Принимаем:**

Уставка PHS DIST Z1 SUPV = 2 о.е.;

Уставка PHS DIST Z2 SUPV = 1,8 о.е.;

Уставка PHS DIST Z3 SUPV = 1 о.е.;

Уставка GND DIST Z1 SUPV = 1,5 (о.е.);

Уставка GND DIST Z2 SUPV = 1,4 (о.е.);

Уставка GND DIST Z3 SUPV = 1 (о.е.).

#### **Д4.5 Выбор уставок токовой защиты нулевой последовательности**

**Применяемое устройство: D30**

Т.к. в рассматриваемой в примере сети (рисунок Д1) установлены трансформаторы с разземлённой нейтралью, ТЗНП выполняется ненаправленной.

##### **Д4.5.1 Выбор уставок срабатывания первой ступени ТЗНП 3I0>>>**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 >>>) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}}$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ A}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 2$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

$$(3I0 >>>) \geq \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 826}{500} = 103,25 / 500 = 0,2 \text{ A}$$

**Примем**  $(3I0 \gg \gg) = 0,5 \text{ А}$

Проверка чувствительности ступени  $3I0 \gg \gg$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3I0_{\text{РАСЧ}} / (3I0 \gg \gg) = \frac{898}{500 \cdot 0,5} = 3,6 > 1,3,$$

где  $3I0_{\text{РАСЧ}} = 898(\text{А})$  – ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме (первичная величина);

$K_{\text{ч}} = 1,3$  – коэффициент чувствительности.

**Время срабатывания первой ступени  $T3I0 \gg \gg$**  задается без выдержки:

$$(T3I0 \gg \gg) = 0 \text{ с.}$$

**Принимаем:**

Уставка **NEUTRAL IOС1 PICKUP** = 0,5 о.е.

Уставка **NEUTRAL IOС1 TD MULTIPLIER** = 0 с.

**Д4.5.2 Выбор уставок срабатывания второй ступени ТЗНП  $3I0 \gg$ , п.**

**Б2.2.2 МУ:**

Отстройка от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$(3I0 \gg) \geq K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ}} = 1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05 \cdot 826 = 77,4 / 500 = 0,16 \text{А}$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 826 \text{ (А)}$  – установившийся ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором;

$K_{\text{ПЕР}} = 1,5$  – коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ (с учётом времени  $T3I0 \gg$ , ниже);

$K_{\text{НБ}} = 0,05$  – коэффициент небаланса;

$K_{\text{ОТС}} = 1,25$  – коэффициент отстройки.

**Примем**  $(3I0 \gg) = 0,2 \text{ А}$ .

Проверка чувствительности ступени  $3I0 \gg$  производится согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = 3I0_{\text{МИН}} / (3I0 \gg) = \frac{898}{500 \cdot 0,2} = 9 > 1,5,$$

где  $3I0_{\text{МИН}} = 898 \text{ (А)}$  – минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ в конце защищаемой ВЛ (первичная величина);

Выдержка времени 2-й ступени  $T3I0 \gg$ , п. **Б2.2.2.5 МУ**:

$$(T3I0 \gg) = t_{\text{СЗ}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t = 0 + 0,02 + 0,3 = 0,32 .$$

**Принимаем:**

Уставка **NEUTRAL IOC2 PICKUP** = 0,2 о.е.

Уставка **NEUTRAL IOC2 TD MULTIPLIER** = 0,32 с.

#### **Д4.5.3 Ток срабатывания третьей ступени защиты от замыканий на землю $3I0 >$**

Третья ступень ТЗНП для защиты данной ВЛ не применяется.

Вывод неиспользуемых ступеней ТЗНП осуществляется согласно п. **Б2.2.4** регулированием специальной отдельной для каждой ступени уставкой ввода в работу.

## Требования к трансформаторам тока

Ниже приводятся требования изготовителей устройств РЗА к трансформаторам тока.

### Е1. AREVA, MICOM P443

**Точность работы на границе Зоны Z1 (RPA):**

$$U_k \geq K_{RPA} \cdot IF_{Z1} \cdot \frac{\left(1 + \frac{X}{R}\right)}{R_{Ct} + R_L},$$

где  $U_k$  – требуемое значение точки перегиба, В;

$K_{RPA}$  – фиксированное значение коэффициента (типо) размерности =  
**всегда 0,6;**

$IF_{Z1}$  – максимальное значение тока КЗ на границе зоны Z1, А;

$\frac{X}{R}$  – отношение реактивное/активное сопротивление системы;

$R_{Ct}$  – сопротивление постоянному току вторичной обмотки ТТ, Ом;

$R_L$  – сопротивление одного проводника от ТТ до реле, Ом.

### **Работа Зоны Z1 при близких КЗ.**

Для всех воздушных или кабельных линий должна проводиться дополнительная проверка, если отношение импедансов системы  $SIR = 2$ .

$SIR$  – System Impedance Ratio (отношение импеданса системы к импедансу линии):

$$U_k \geq K_{max} \cdot IF_{max} \cdot (R_{Ct} + R_L),$$

где  $U_k$  – требуемое значение точки перегиба, В;

$K_{max}$  – фиксированное значение коэффициент (типо) размерности =  
**всегда 1,4;**



$IF_{\max}$  – максимальный вторичный ток КЗ, А;

$R_{Ct}$  – сопротивление постоянному току вторичной обмотки ТТ, Ом;

$R_L$  – сопротивление одного проводника от ТТ до реле, Ом.

После выполнения расчетов, выбирается большее из значений напряжения точки перегиба характеристики намагничивания трансформатора тока. Следует отметить, что нет необходимости в повторении расчетов для коротких замыканий на землю, поскольку расчет точности при междуфазных замыканиях является наиболее тяжелым случаем определяющим типоразмерность требуемого для использования трансформатора тока.

### **Рекомендуемые классы ТТ (Британский и МЭК).**

Могут быть использованы трансформаторы тока класса X, у которых напряжение точки перегиба больше или равно расчетному значению.

Могут быть использованы трансформаторы тока класса 5P, у которых этому условию удовлетворяет эквивалент напряжения точки перегиба вычисленный по формуле:

$$U_k \geq UA \cdot \frac{ALF}{I_n} + R_{Ct} \cdot ALF \cdot I_n,$$

где  $UA$  – номинальная нагрузка, ВА;

$ALF$  – Accuracy Limit Factor (кратность обеспечивающая работу в классе);

$I_n$  – номинальный ток трансформатора тока.

### **Определение напряжения $U_k$ для ТТ класса «С» стандарта IEEE.**

При использовании американского/IEEE стандарта для спецификации ТТ, то для определения эквивалентного значения  $U_k$  (напряжение точки перегиба характеристики намагничивания ТТ в соответствии со стандартом МЭК) можно выполнить проверку по классу напряжения «С». Формула расчета эквивалентного значения :

$$U_k = [(\text{напряжение по классу С, в Вольтах}) \cdot 1,05] + [100 \cdot R_{Ct}].$$

$U_k$  – требуемое значение точки перегиба, В;

$R_{ct}$  –сопротивление постоянному току вторичной обмотки ТТ, Ом.

## **E2. AREVA, MiCOM P437**

### **Спецификации трансформатора тока.**

Расчет параметров трансформатора тока по смещенному включающему в себя апериодическую составляющую) максимальному первичному току производится с учетом следующего выражения:

$$U_{SAT} = (R_{NOM} + R_1) \cdot n \cdot I_{NOM} \geq (R_{OP} + R_1) \cdot k \cdot I'_{1,max}$$

где  $U_{SAT}$  – напряжение насыщения (точка излома по МЭК);

$I'_{1,max}$  – несмещенный максимальный первичный ток, приведенный к вторичной стороне;

$I_{NOM}$  – вторичный номинальный ток;

$n$  – номинальная кратность насыщения трансформаторов тока;

$k$  – коэффициент запаса;

$R_{NOM}$  – номинальная вторичная нагрузка;

$R_{OP}$  – фактически подключенная вторичная нагрузка;

$R_1$  – внутренняя вторичная нагрузка.

Таким образом, выбор параметров трансформатора тока можно производить по минимальному допустимому напряжению насыщения  $U_{SAT}$  ( $U_{НАС}$ ) следующим образом:

$$U_{SAT} \geq (R_{OP} + R_1) \cdot k \cdot I'_{1,max} .$$

Альтернативно выбор параметров трансформатора тока возможен также путем задания номинальной мощности  $P_{НОМ}$  по минимально допустимому значению номинальной кратности насыщения ТТ -  $n$  с помощью следующего выражения:

$$n \geq \frac{(R_{OP} + R_1)}{(R_{NOM} + R_1)} \cdot k \cdot \frac{I'_{1,max}}{I_{NOM}} = \frac{(P_{OP} + P_1)}{(P_{NOM} + P_1)} \cdot k \cdot \frac{I'_{1,max}}{I_{NOM}} ,$$

где  $P_{NOM} = R_{NOM} \cdot I_{NOM}^2$ ;

$$P_{OP} = R_{OP} \cdot I_{NOM}^2;$$

$$P_I = R_I \cdot I_I^2.$$

Теоретически трансформатор тока можно было бы рассчитать и на ненасыщенность, принимая для выбора коэффициента запаса к его максимум:

$$k_{MAX} = 1 + \omega \cdot T_1,$$

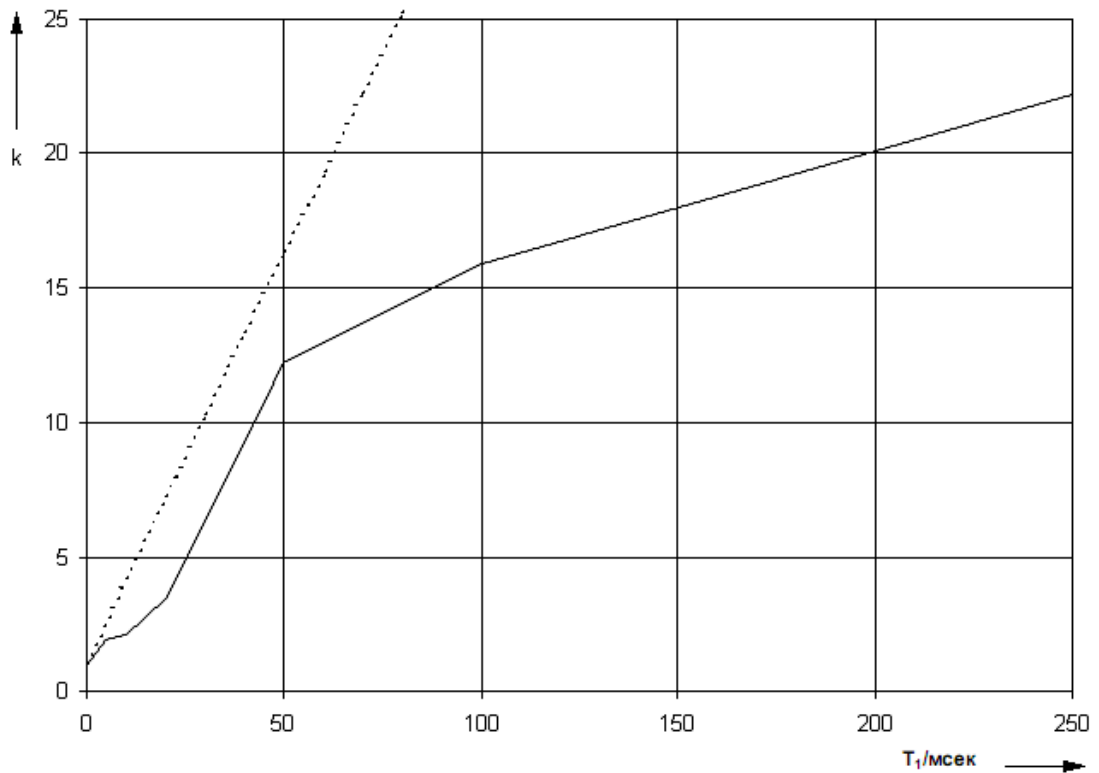
где  $\omega$  – угловая частота сети;

$T_1$  – постоянная времени сети.

Однако в этом нет необходимости. Достаточно определить такую величину коэффициента запаса  $k$ , чтобы при заданных условиях обеспечивалась нормальная работа рассматриваемой функции защиты.

Необходимый коэффициент запаса  $k$  для дистанционной защиты можно определить в соответствии с рисунком Е1. Пунктирная линия представляет собой теоретическую характеристику  $k(T_1) = 1 + \omega T_1$ .

Максимальные погрешности трансформаторов тока при внешних КЗ не должны превышать значений класса 5Р. В случае применения кратковременного отключения пользователь получит ряд преимуществ при использовании трансформаторов тока класса ТРУ согласно IEC 44-6 Часть 6 ("Трансформаторы тока с полностью размагничивающимися сердечниками").



**Рисунок Е1** – Коэффициент запаса, необходимый для дистанционной защиты при  $f_{\text{НОМ}} = 50$  Гц

### **Е3. АВВ**

Требования к ТТ.

Полная погрешность ТТ  $\varepsilon$  в установившемся режиме не должна превышать 10 % при максимальном токе внешнего КЗ (или при максимальном сквозном токе).

В переходных режимах КЗ часто происходит насыщение ТТ, которое приводит к увеличению их погрешностей и искажению формы кривой вторичного тока. Возрастание погрешностей ТТ приводит к появлению значительных токов небаланса дифференциальной защиты.

Основная цель рекомендаций - обеспечение корректного преобразовывания ТТ аварийного тока в течение времени, необходимого для корректного распознавания повреждения алгоритмами дистанционной защиты. Рекомендации основываются на опыте применения ДЗ, теоретических и экспериментальных исследованиях и относятся к

конструкциям ТТ с ферромагнитным сердечником без воздушного зазора. Рекомендации на устройства RED670 1.1, 1.2 ограничены применением в сетях с постоянной времени затухания апериодической составляющей не более 120 мс.

Рекомендации не заменяют, а дополняют действующие нормативные документы в области выбора параметров ТТ.

Коэффициент трансформации внешних измерительных ТТ должен обеспечивать при всех типах повреждений значения вторичного тока превышающие значения минимального рабочего тока, указанные в таблицах для используемых функций REL670.

Номинальное вторичное напряжение ТТ(напряжение точки перегиба ВАХ) должно удовлетворять условиям, которые при схеме соединения обмоток ТТ в полную звезду и при отсутствии подключения к данному ТТ других защит, помимо RED670, определяются по:

$$\begin{cases} U_{2НОМ} \geq I_{F\_max} \cdot I_{2НОМ} \cdot a \cdot (R_{2ТТ} + R_L + S_R / I_R^2) / I_{1НОМ} \\ U_{2НОМ} \geq I_{F\_ZONE1} \cdot I_{2НОМ} \cdot k \cdot (R_{2ТТ} + R_L + S_R / I_R^2) / I_{1НОМ} \end{cases}$$

Обозначения:

$I_{F\_max}$  – максимальный из токов промышленной частоты (50 Гц) при повреждениях вблизи места установки терминала, причем должны рассматриваться повреждения как в прямом, так и в обратном направлении;

$I_{F\_ZONE1}$  – максимальный из токов промышленной частоты (50 Гц) при повреждениях в конце зоны 1;

$I_{2НОМ}$  – номинальный вторичный ток ТТ;

$I_{1НОМ}$  – номинальный первичный ток ТТ;

$I_R^2$  – номинальный ток ТТ входной платы IED (номинальный ток аналогового входа переменного тока);

$R_{2ТТ}$  – выходное сопротивление вторичной обмотки ТТ (полное собственное сопротивление вторичной обмотки ТТ);

$R_L$  – сопротивление проводников, соединяющих внешний ТТ и IED  
( $R_L$  при  $K^{(3)}$  и  $2R_L$  при  $K^{(1)}$ );

$S_R$  – мощность, потребляемая токовым входом (0,2 ВА - для платы IED с номинальным током 1А, 0,15 ВА - для платы с номинальным током 5А).

$a$  – коэффициент, учитывающий постоянную времени затухания  $T_p$  апериодической составляющей тока повреждения. Коэффициент принимается равным:

$a = 2$  – для постоянной времени  $T_p < 50$  мс;

$a = 3$  – для постоянной времени  $T_p > 50$  мс.

$k$  – коэффициент, учитывающий постоянную времени затухания  $T_p$  апериодической составляющей тока повреждения при замыканиях в зоне 1.

Коэффициент принимается равным:

$k = 4$  – для постоянной времени  $T_p < 30$  мс;

$k = 6$  – для постоянной времени  $T_p > 30$  мс.

## Библиография

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 3.2. Релейная защита (Издание шестое).
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита от замыканий на землю Линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1980.
3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита Линий 35-330 кВ. Энергия, 1966.
4. Г. Циглер. Цифровая дистанционная защита. Принципы и применение. М.: Энергоиздат, 2005.
5. Э.М. Шнеерсон. Цифровая релейная защита. Москва, Энергоатомиздат, 2007.
6. М.А. Шабад. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Спб.: ПЭИПК, 2003.
7. М.Л. Голубев. АПВ в распределительных сетях. М.: Энергоиздат, 1982.
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М.: Энергия, 1979.
9. Защита и управление сетей электропередачи. Руководство по выбору устройств серии RE\_670.

10. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство дистанционной защиты линий REL 670. Идентификационный номер 1MRK 506 275-UEN, версия 1.1, редакция В. ООО «ABB», сентябрь 2009 г.
11. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство дистанционной защиты линий REL 670 (версия 1.2). Идентификационный номер 1MRK 506 275-UEN, версия 1.2, редакция - 1.0. ООО «ABB», август 2009 г.
12. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дистанционной защиты линий устройства REL 670. Методическое пособие, АББЧ.650031.005. Редакция от 31.01.2008.
13. Техническое справочное руководство. Интеллектуальное электронное устройство контроля коммутационных аппаратов присоединения REC 670. Идентификационный номер 1MRK 511 187-UEN, версия 1.1. ООО «ABB», май 2007 г.
14. Рекомендации по применению и выбору уставок функций автоматике REC 670. Методическое пособие, АББЧ.650031.006Д1. Редакция 1.0.
15. Устройство дистанционной защиты линии D60. Руководство пользователя. D60 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0089-X1 (GEK-113589), 2012 GE Multilin.
16. D60 Line Distance Protection System. Instruction Manual. Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0089-T1 (GEK-113482), 2008 GE Multilin.



17. Устройство дистанционной защиты линии D30. Руководство пользователя. D30 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0116-X1 (ГЕК-113599), 2012 GE Multilin.
18. Устройство защиты выключателя С60. Руководство пользователя. С60 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0100-X1 (ГЕК-113597), 2012 GE Multilin.
19. F60 Feeder Management Relay. UR Series Instruction Manual. F60 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0093-T1 (ГЕК-113484), 2008 GE Multilin.
20. Устройство защиты присоединения. Руководство пользователя. F60 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0093-X1 (ГЕК-113592), 2012 GE Multilin.
21. F35 Feeder Management Relay. UR Series Instruction Manual. F35 Revision: 5.6x. Manual P/N: 1601-0093-T1 (ГЕК-113484), 2008 GE Multilin.
22. Устройство защиты и управления несколькими присоединениями. Руководство пользователя. F35 версия: 6.0x. Руководство №: 1601-0106-X1 (ГЕК-113587), 2012 GE Multilin.
23. MiCOM P437 Устройство дистанционной защиты. Техническое руководство. Версия P437-308-408/409-612 P437/EN M/As8 (AFSV.12.10100 EN).

24. MiCOM P433/435 Устройство дистанционной защиты. Техническое руководство. Версия P433-301-401-601/602 // P435-301-401/402-601/602 / AFSV.12.06720 RU.
25. Микропроцессорный многофункциональный терминал MiCOM P435. Рекомендации по расчету и заданию уставок и параметров настройки для применения на воздушных линиях 110 – 220 кВ. М, 2006.
26. MiCOM P43x Устройство дистанционной защиты. Пример расчета уставок и ввод в работу.
27. Дистанционная защита линии MiCOM P443. Технические данные. P443/RU TD/A22 Версия: 8 сентября 2006.
28. Дистанционная защита линии MiCOM P443. Описание уставок. P443/RU TD/A22 Версия: 8 сентября 2006.
29. Дистанционная защита линии MiCOM P443. Принцип работы. P443/RU TD/A22 Версия: 8 сентября 2006.
30. Дистанционная защита линии MiCOM P443. Руководство по применению. P443/RU TD/A22 Версия: 8 сентября 2006.
31. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Указания по применению P14x/EN AP/A33. Русская версия.
32. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Технические данные P14x/RU TD/A33. Русская версия.

33. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Функционирование. P14x/EN OP/B74. Русская версия.
34. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Параметры. P14x/EN ST/B84. Русская версия.
35. MiCOM P141, P142, P143. Техническое справочное руководство. Положение по применению функций устройства защиты. P14x/EN AP/Cb4. Русская версия.
36. Терминал защиты, автоматики и управления линии типа БЭ2502А01хх. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. Редакция от 02.07.2009.
37. Шкафы защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011011, ШЭ2607 011012, ШЭ2607 012012 (ШЭ2607 011, ШЭ2607 012). Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.048 РЭ. Редакция от 02.07.2009.
38. Шкаф защиты линии и автоматики управления выключателем типа ШЭ2607 016. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.050 РЭ.
39. Шкафы управления, защиты и автоматики выключателя напряжением 110-220 кВ типов ШЭ2607 019019, ШЭ2607 019. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.121 РЭ. Редакция от 19.10.2009.
40. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607 021021, ШЭ2607 021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.049 РЭ.

41. Шкаф дифференциально-фазной защиты линии с комплектом ступенчатых защит типа ШЭ2607 085 (для первичной схемы подстанции с двумя выключателями на присоединение или с двойной системой шин с обходным выключателем). Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.029-05 РЭ.
42. СТО 56947007–29.240.10.028–2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».