



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ «ЭКРА»

Релейная защита и автоматика на базе терминалов БЭ2502

Рекомендации по выбору уставок

ЭКРА.650321.020 Д7
(редакция от 18.03.2025)

Чебоксары 2024

Редакция от 18.03.2025

Авторские права на данную документацию принадлежат ООО НПП «ЭКРА» (г. Чебоксары).
Снятие копий или перепечатка разрешается только по согласованию с разработчиком.

Содержание

1 Область применения	4
2 Нормативные ссылки.....	5
3 Термины и определения	6
4 Обозначения и сокращения	7
5 Общие положения	8
6 Максимальная токовая защита	15
7 Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях.....	31
8 Логическая защита шин [6].....	41
9 Защита от несимметричной работы нагрузки [3]	42
10 Защита минимального напряжения [6]	43
11 Защита от повышения напряжения [6]	44
12 УРОВ	45
13 Дистанционная защита распределительных сетей напряжением (6-35) кВ.....	46
14 Защита минимального напряжения (ЗМН).....	68
15 Уставки автоматического включения резерва (АВР).....	73
16 Восстановление нормального режима (ВНР)	76
17 Автоматическое повторное включение (АПВ).....	78
18 Автоматика регулирования напряжения трансформатора (АРНТ).....	83
19 Автоматика частотной разгрузки (АЧР)	86
20 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики БЭ2502А07ХХ и БЭ2502А08ХХ – для электродвигателей	91
21 Примеры расчета уставок рассматриваемых защит	101
Список используемой литературы.....	130
Лист регистрации изменений	132

1 Область применения

Областью применения данной рекомендации по выбору уставок являются терминалы защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 с версией программного обеспечения бхх.

Эффективность новых расчетов определяется повышением технических характеристик (селективности, чувствительности и быстродействия) рассматриваемых устройств защиты, автоматики и управления серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА».

2 Нормативные ссылки

Настоящие рекомендации по выбору уставок соответствуют руководствам по эксплуатации и содержащимся в них рекомендациям по расчету параметров срабатывания, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) и другим руководящим материалам, а также учитывают рекомендации и отзывы энергетических систем и проектных организаций.

Методические указания носят рекомендательный характер и предназначены для проектных и эксплуатационных организаций. Целью методических указаний является максимальное применение типовых уже зарекомендовавших себя решений для удешевления и ускорения внедрения устройств в эксплуатацию, а также обеспечения наиболее полного использования возможностей и функций описываемых шкафов защиты. Отступления от решений, приведенных в методических указаниях, допускаются в случаях, когда это обосновано конкретными особенностями защищаемого объекта или условий его эксплуатации, а также для ранее запроектированных, монтируемых или действующих устройств, если эти отступления не ведут к серьезным недостаткам.

3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями.

Термин **«защита»** используется в устоявшихся словосочетаниях, обозначающих принципы действия релейной защиты; например, дифференциальная защита, максимальная токовая защита.

Термин **«реле»** используется для обозначения физического устройства, реализующего одну функцию; например, реле тока, реле напряжения.

Под **«измерительным органом»** понимается программная функция устройства релейной защиты, выполняющая обработку аналогового сигнала (его сравнение с заданной величиной – параметром срабатывания), результатом которой является логический сигнал (срабатывание или несрабатывание); например, измерительный орган тока, измерительный орган напряжения.

Термин **«функция»** используется для обозначения совокупности измерительных органов и логических элементов, предназначенных для реализации некоторого принципа внутри микропроцессорного устройства релейной защиты; например, функция дифференциальной защиты, функция максимальной токовой защиты.

4 Обозначения и сокращения

АПВ	Автоматическое повторное включение выключателя
АВР	Автоматическое включение резерва
АЧР	Автоматическая частотная разгрузка
ВЛ	Воздушная линия
ГПП	Главная понизительная подстанция
ДЗ	Дистанционная защита
КЛ	Кабельная линия
КЗ	Короткое замыкание
ЗДЗ	Защита от дуговых замыканий
ЗМН	Защита минимального напряжения
ЗНР	Защита от несимметричного режима работы нагрузки
ЗОЗЗ	Защита от однофазных замыканий на землю
ИО	Измерительный орган
МТЗ	Максимальная токовая защита
ПС	Подстанция
РЗА	Релейная защита и автоматика
РП	Распределительный пункт
РС	Реле сопротивления
СВ	Секционный выключатель
ТО	Токовая отсечка
ТП	Трансформаторный пункт

5 Общие положения

Настоящие рекомендации по расчету уставок выполнены на основе отчета о научно-исследовательской работе «Разработка методики расчета уставок РЗА производства ООО НПП «ЭКРА» объектов подстанции напряжением (6 – 35) кВ» ООО НПП «Экоэлектроника» и предназначены для ознакомления с основными параметрами функций защит.

Терминалы серии БЭ2502 предназначены для применения при проектировании и эксплуатации защит и автоматики подстанций напряжением 6 кВ и выше. Терминалы предназначены для установки в комплектных распределительных устройствах в шкафах или на панелях и выполнять типовой набор защитных, контрольных и управляющих функций.

Функциональный состав по типу исполнения терминала:

1) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляет следующие функции защит, измерительных органов (ИО) и автоматики:

- трехступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от междуфазных повреждений;
- защиту от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ);
- защиту от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);
- двукратное автоматическое повторное включение выключателя (АПВ);
- автоматику управления выключателем (АУВ);
- выполнение команд внешних воздействий автоматической частотной разгрузки (АЧР) с частотным автоматическим повторным включением (ЧАПВ) и противоаварийной автоматикой (ПАА);
- защиту от несимметричного режима (ЗНР)*;
- одноступенчатую защиту минимального напряжения (ЗМН);
- определение места повреждения (ОМП)*.

2) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя осуществляет следующие функции защит и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗДЗ;
- логическую защиту шин (ЛЗШ);
- УРОВ;
- АУВ;
- автоматическое включение резерва (АВР);

* Наличие зависит от исполнения терминала.

- ЗНР*.

3) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ;
- ЗНР;
- ЗДЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АУВ;
- двукратное АПВ;
- АВР;
- ЗМН;
- ВНР*;
- ЗОЗЗ по тройному напряжению нулевой последовательности $3 \cdot U_0^*$.

4) Терминал трансформатора напряжения секции осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатую ЗМН;
- защиту от повышения напряжения (ЗПН);
- ЗОЗЗ по тройному напряжению нулевой последовательности $3 \cdot U_0$;
- защита от феррорезонанса по напряжению нулевой последовательности $3 \cdot U_0$;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- АВР;
- контроль исправности трансформаторов напряжения (ТН);
- АЧР и ЧАПВ.

5) Терминал автоматического регулятора коэффициента трансформации (АРКТ) осуществляет следующие функции:

- автоматическое регулирование коэффициента трансформации;
- ручное регулирование напряжения;
- блокировку работы устройства регулирования под нагрузкой (РПН) при обнаружении неисправности привода РПН;
- блокировку РПН от внешних сигналов;
- блокировку РПН при перегрузке по току и напряжению;
- блокировку РПН при превышении $3 \cdot U_0$ (или U_2);
- блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;
- коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

* Наличие зависит от исполнения терминала.

Редакция от 18.03.2025

- одновременный контроль двух секций шин;
- оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;
- оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;
- формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

6) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений;
- ЗОЗЗ;
- защиту от блокировки ротора (ЗБР) и затянутого пуска (ЗЗП);
- защиту от термической перегрузки (ЗТП);
- защиту от потери нагрузки;
- защиту синхронных электродвигателей от асинхронного хода;
- защиту от обратной мощности;
- ЗНР;
- ЗМН;
- функцию ограничения количества допустимых за час пусков;
- функцию ограничения минимального времени между пусками;
- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- АУВ;
- АЧР, ЧАПВ (по внешним сигналам или по внутренним сигналам).

7) Терминал дифференциальной защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- дифференциальная защита электродвигателя;
- трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений;
- ЗОЗЗ;
- защиту от блокировки ротора (ЗБР) и затянутого пуска (ЗЗП);
- защиту от термической перегрузки (ЗТП);
- защиту от потери нагрузки;
- защиту синхронных электродвигателей от асинхронного хода;
- защиту от обратной мощности;
- ЗНР;
- ЗМН;
- функцию ограничения количества допустимых за час пусков;
- функцию ограничения минимального времени между пусками;

- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- АУВ;
- АЧР, ЧАПВ (по внешним сигналам или по внутренним сигналам).

8) Терминал дистанционной и токовой защиты, автоматики, управления и сигнализации линии осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатую дистанционную защиту от междуфазных КЗ;
- двухступенчатую дистанционную защиту от однофазных КЗ;
- трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений;
- ЗОЗЗ;
- ЗДЗ;
- ЗНР;
- ЗМН;
- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- АУВ;
- ОМП.

9) Терминал защиты по частоте и напряжению осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- десять ступеней АЧР;
- десять ступеней ЧАПВ;
- блокировку по скорости изменения частоты $\Delta F / \Delta T$;
- автоматику ограничения снижения напряжения (АОСН);
- АПВ после работы АОСН;
- контроль исправности ТН.

10) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации батареи статических конденсаторов осуществляет следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений;
- ЗОЗЗ;
- ЗПН;
- ЗНР;
- защита от перегрузки (ЗП);
- небалансная защита (НЗ);
- ЗМН;
- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- АУВ.

Редакция от 18.03.2025

11) Терминал защиты от перегрузки трансформатора осуществляет функцию автоматической разгрузки трансформатора.

12) Терминал дифференциальной защиты нулевой последовательности осуществляет следующие функции защит:

- дифференциальную токовую защиту резистора;
- двухступенчатую МТЗ.

13) Терминал основных и резервных защит двухобмоточного трансформатора осуществляет следующие функции защит:

- дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;

- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);

- МТЗ стороны высокого напряжения (ВН) с пуском по напряжению (МТЗ ВН);

- МТЗ стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);

- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующий на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;

- реле максимального напряжения стороны НН, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;

- ЗП;

- ЗДЗ;

- ЛЗШ;

- реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

- токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

- реле минимального напряжения стороны НН, реагирующий на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

- УРОВ выключателя ВН;

- защиту от потери охлаждения;

- ГЗТ сигнальные и отключающие ступени;

- ГЗ РПН.

14) Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ТСН осуществляет следующие функции защит:

- трехступенчатую МТЗ от междуфазных повреждений;

- ЗОЗЗ;

- ТЗНП стороны низшего напряжения;

- ЗНР;

- ЗДЗ;

- ЗМН;

ЭКРА.650321.020 Д7

- ГЗ;
- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- АУВ.

15) Терминал защиты ошиновки НН трансформатора (автотрансформатора) осуществляет следующие функции защит:

- дифференциальную токовую защиту цепей стороны НН трансформатора (ошиновки) от всех видов КЗ (ДЗО НН);
- МТЗ НН;
- МТЗ НН, МТЗ НН1 с пуском по напряжению;
- ЛЗШ секций шин НН (ЛЗШ НН и ЛЗШ НН1);
- ЗМН секций шин НН (ЗМН НН и ЗМН НН1);
- ЗДЗ секций шин НН (ЗДЗ НН и ЗДЗ НН1);
- реле минимального напряжения секций шин НН, реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ НН и МТЗ НН1;
- реле максимального напряжения секции шин НН, реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ НН и МТЗ НН1;
- реле направления мощности для направленности работы МТЗ НН и МТЗ НН1;
- УРОВ НН.

Подробное описание дополнительных возможностей приведено в руководстве по эксплуатации на типoisполнение терминала.

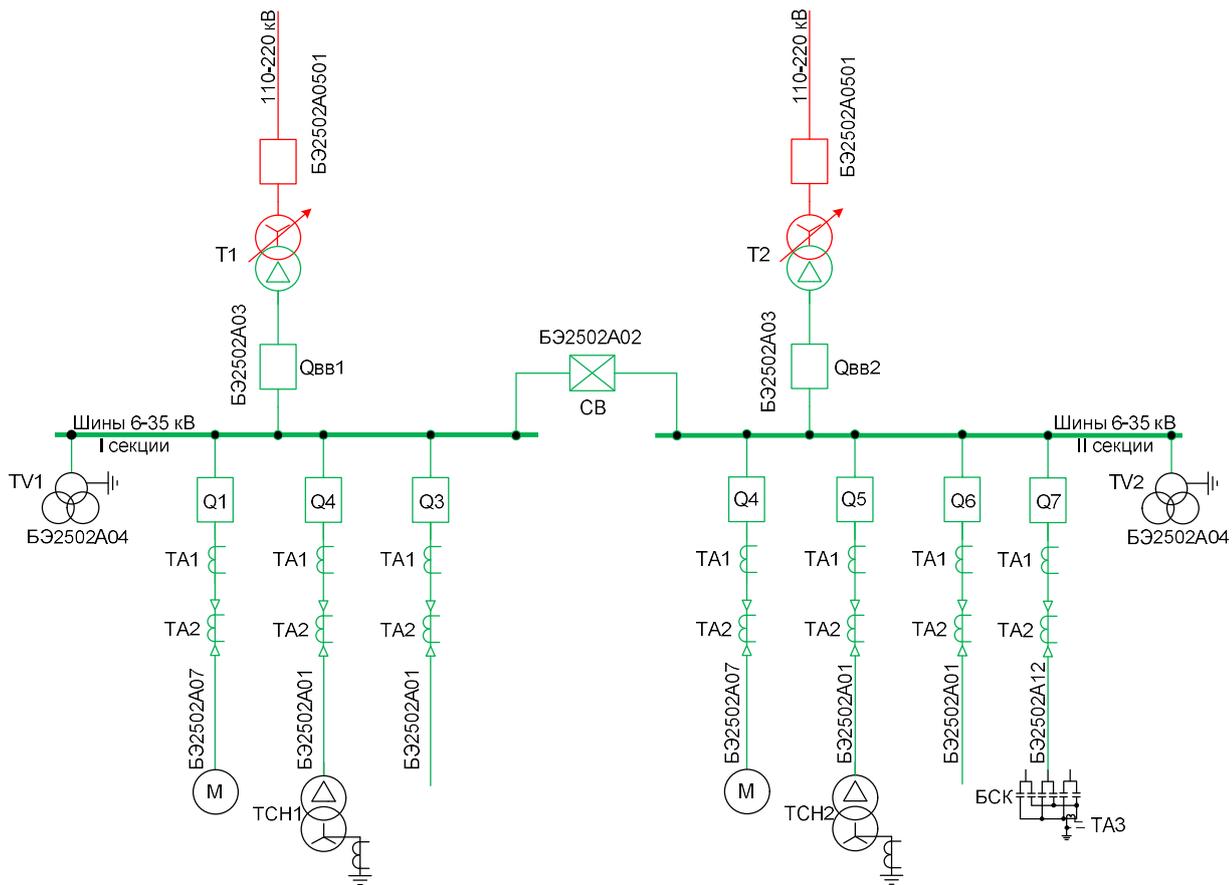


Рисунок 1 – Комплекс защит подстанционного оборудования 6-35 кВ

6 Максимальная токовая защита

В сетях (6 - 10) кВ максимальная токовая защита используется как основная защита. МТЗ входит в состав функций защит устройства БЭ2502 всех типов защищаемых присоединений кроме измерительного трансформатора напряжения, АРКТ, АЧР, АРТ и КИВ. Защита реагирует на превышение фазным током уставки. Выбор уставки определяется условием селективности действия защиты. Устройства БЭ2502 включены на 3 фазных тока.

Первая и вторая ступени МТЗ имеют независимую выдержку времени срабатывания, третья ступень может использоваться как с независимой, так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания. Как правило, в сетях 6 (10) кВ первую ступень защиты (МТЗ-1) используют в качестве токовой отсечки без выдержки времени (ТО), вторую ступень (МТЗ-2) используют как максимальную токовую защиту с выдержкой времени (МТЗ), и третью ступень используют как защиту или сигнализацию при перегрузках.

6.1 Расчеты рабочих уставок максимальной токовой защиты линий (МТЗ)

Расчет уставок ступенчатых токовых защит рекомендуется начинать с наиболее чувствительной ступени, т.е. МТЗ [1].

Описание принципа действия и функционально-логическая схема МТЗ приведена в п.1.4.1 [3].

Ток срабатывания МТЗ выбирается в амперах (первичных) по трем условиям:

- несрабатывания защиты 2РЗ при сверхтоках послеаварийных перегрузок, т.е. после отключения короткого замыкания на предыдущем элементе (рисунок 1-1)



Рисунок 1-1 – Расчётная схема для выбора уставок релейной защиты (РЗ)

- согласования чувствительности защит последующего и предыдущего элементов (Л2 и Л1 на рисунке 2);

- обеспечения достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зоны дальнего резервирования).

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ на Л2 выбирается по стандартному выражению:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{раб.макс} \quad (6-1)$$

где k_n - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

k_b - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.макс}$ за счет одновременного пуска всех тех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

При отсутствии в составе нагрузки электродвигателей напряжением 6 кВ и 10 кВ и при времени срабатывания МТЗ более 0,3 с можно принимать значения $k_{сзп} \geq 1,1 \div 1,3$.

Значения коэффициентов k_n и k_b для цифровых реле БЭ2502 соответственно 1,1 и 0,94.

Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной (моторной) нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб.макс}$ определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов 10 кВ и 6 кВ мощностью до 630 кВ·А в России допускается длительная перегрузка до 1,6 ÷ 1,8 номинального тока. Для некоторых элементов перегрузка вообще не допускается (кабели напряжением выше 10 кВ, реакторы).

По условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущих элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{k_{н.с}}{k_p} \left[\sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)} \right] \quad (6-2)$$

где $k_{н.с}$ - коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 при согласовании терминалов БЭ2502 с реле типа РТ-40, РСТ, и другими микропроцессорными терминалами до 1,3 ÷ 1,4 при согласовании БЭ2502 с реле прямого действия типа РТВ;

k_p - коэффициент токораспределения, который учитывается только при наличии нескольких источников питания, а при одном источнике питания равен 1;

$\sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)}$ - наибольшая из геометрических сумм токов срабатывания

максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов n (рис. 1-

2); при разнице между углами фазового сдвига напряжения и тока для всех предыдущих элементов n не более 50 градусов допустимо арифметическое сложение вместо геометрического;

$$\sum_1^{N-n} I_{\text{раб.макс}(N-n)} - \text{геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех}$$

предыдущих элементов (N), за исключением тех, с защитами которых производится согласование (n); при примерно однородной нагрузке практически допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас [1].

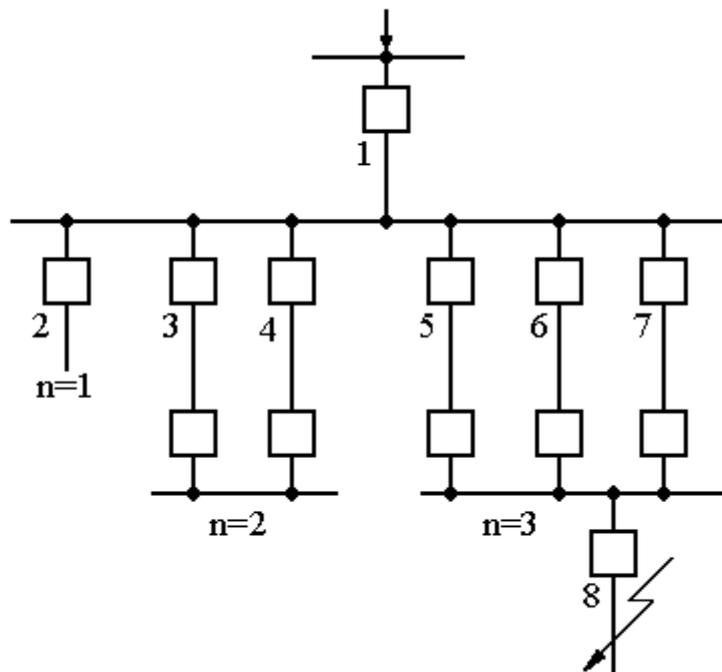


Рисунок 1-2 – Схема электрической сети с параллельно работающими предыдущими элементами 3, 4 и 5-7, поясняющая условие (6-2) согласования чувствительности максимальных токовых защит последующих и предыдущих элементов

Из полученных по выражениям (6-1) и (6-2) значений токов срабатывания защиты выбирается наибольшее.

Оценка эффективности защиты производится с помощью коэффициента чувствительности $k_{\text{ч}}$, который показывает, насколько ток в реле защиты при разных видах КЗ превышает ток срабатывания $I_{\text{с.р}}$ (уставку)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.р}}} \quad (6-3)$$

где $I_{\text{р.мин}}$ - минимальное значение тока в реле при наименее благоприятных условиях, А.

При определении значения этого тока необходимо учитывать вид и место КЗ, схему включения измерительных органов (реле) защиты, а также реально возможные

минимальные режимы работы питающей энергосистемы, при которых токи КЗ имеют наименьшие значения.

Минимальные значения коэффициента чувствительности для максимальной токовой защиты должны быть не 1,5 при КЗ в основной зоне защиты и около 1,2 при КЗ в зонах дальнего резервирования, т.е. на предыдущих (нижестоящих) элементах [2].

Для токовых защит линий напряжением (6 – 110) кВ с включением токовых реле на фазные токи (схемы полной и неполной звезды) расчет коэффициента чувствительности может производиться по первичным значениям токов КЗ и срабатывания защиты

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}}{I_{\text{с.з}}} \quad (6-4)$$

Для оценки чувствительности токовых защит силовых трансформаторов лучше пользоваться выражением (6-3).

Выбор времени срабатывания и типа времятоковой характеристики МТЗ

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитам предыдущих элементов. Для этого выдержка времени (или время срабатывания) защиты последующей линии Л2 (рисунок 1-1) выбирается большей, чем у защит предыдущих элементов, например, линии Л1

$$t_{\text{с.з.посл}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t \quad (6-5)$$

Величина Δt - степень селективности. Её значение выбирается в зависимости от точности работы защитных устройств и времени отключения выключателей.

Значение Δt для защит БЭ2502 с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью отработки ступени селективности предыдущей защитой.

Степень селективности защиты для терминалов БЭ2502 по времени выбирается из выражения

$$t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр1}} + t_{\text{погр2}} + t_{\text{зап}} \quad (6-6)$$

где: $t_{\text{откл}}$ – время действия (отключения) выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают $t_{\text{откл}}=0,06$ с);

$t_{\text{возвр}}$ – время возврата защиты. Для реле БЭ2502 $t_{\text{возвр}} = 0,05$ с;

$t_{\text{погр1}}$ – погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты,

$t_{\text{погр2}}$ – погрешность срабатывания по времени для последующей защиты;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса надежности срабатывания реле ($t_{\text{зап}}=0,1$ с).

Погрешность срабатывания цифровых реле БЭ2502 всех выдержек времени, кроме защит с зависимой времятоковой характеристикой, не превышает ± 2 % от уставки при выдержках более 0,5 с и ± 25 мс при выдержках менее 0,5 с. С учетом вышеизложенного степень селективности по времени для терминалов БЭ2502 составляет 0,3 с [3].

При использовании в предыдущих защитах реле РВ 112 и ЭВ 113 принимается среднее значение $\Delta t = 0,4$ с. Если предыдущая защита выполнена без реле времени (токовая отсечка), то допускается, при необходимости, принимать степень селективности $\Delta t = 0,3$ с.

При согласовании терминалов БЭ2502 с полупроводниковыми (статическими) реле временная степень селективности определяется из паспортных данных на эти реле. Опыт работы с полупроводниковыми органами выдержки времени показывает на возможность применения $\Delta t = 0,3 - 0,4$ с [1].

Для согласования БЭ2502 с электромеханическими реле с зависимой характеристикой времени срабатывания РТ-80 или РТ-90 степень селективности принимают $\Delta t = 0,6$ с и $\Delta t = 0,8$ с для реле РТВ.

Степень селективности Δt должна обеспечиваться:

а) при согласовании защит с зависимыми характеристиками – при максимальном значении тока КЗ в начале предыдущего участка; такое согласование позволяет в ряде случаев ускорять отключение КЗ.

б) при согласовании защит с независимой и зависимой характеристиками – при токе срабатывания последующей защиты с независимой характеристикой.

Согласование характеристик зависимых защит по времени начинается с определения расчетной точки повреждения и соответствующего ей расчетного тока КЗ, что зависит от типов и уставок защит последующего и предыдущего элементов.

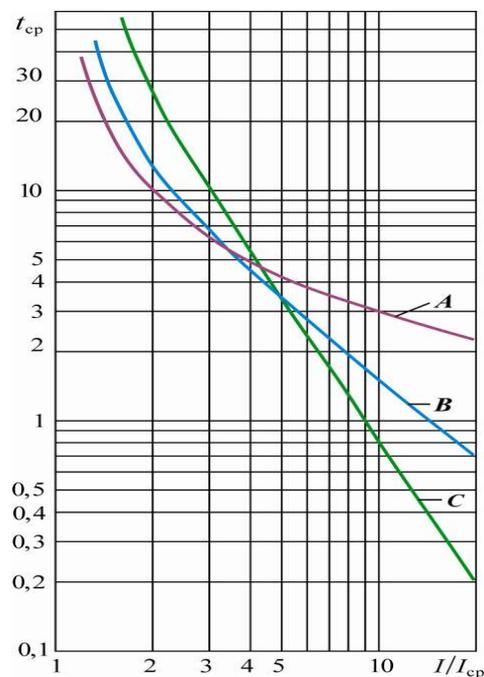


Рисунок 1-3 – Обратнoзависимые времятоковые характеристики: А – нормально инверсная; В – сильно инверсная; С – чрезвычайно инверсная

Защиты с зависимой времятоковой характеристикой соответствуют требованиям ГОСТ 27918-88 (МЭК 255-4) (Реле измерительные с одной входной воздействующей величиной с зависимой выдержкой времени), при этом время срабатывания определяется по выражению

$$t_{c.з}(I^*) = \frac{k \cdot \beta}{(I/I_0)^\alpha - 1} \quad (6-7)$$

где k – временный коэффициент;

I – входной ток;

I_0 – базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой времени не срабатывает;

α, β - коэффициенты, определяющие крутизну зависимых времятоковых характеристик и имеют следующие значения:

Таблица 1.1

Характеристические кривые	β	α
Нормально инверсная (А)	0,14	0,02
Сильно инверсная (В)	13,5	1
Чрезвычайно инверсная (С)	80	2

При выборе наиболее подходящей характеристики в России следует начинать с «нормальной» характеристики. Далее следует определить относительное значение расчетного тока $I^* = I_k/I_{c.з.}$

Необходимое время срабатывания защиты выбирается по условию (6-5). Для вычисления «временного» коэффициента k используется выражение

$$k = \frac{t_{c.з.} \cdot (I^* - 1)}{\beta} \quad (6-8)$$

Выбор параметров срабатывания направленных токовых защит

Направленные МТЗ необходимо отстраивать от максимальных рабочих токов с учетом самозапуска электродвигателей в послеаварийных режимах после отключения смежного присоединения, то есть так же, как и обычные ненаправленные МТЗ.

Выдержки времени срабатывания выбираются по условию обеспечения селективности. Согласуются защиты, действующие в одном направлении. Время срабатывания защит должно нарастать ступенчато с приращением Δt при обходе их против направления действия (рисунок 1.4):

$$\begin{aligned} t_{c31} &= t_{c33} + \Delta t; \quad t_{c33} = t_{c35} + \Delta t; \quad t_{c35} = t_{c3Н4} + \Delta t; \\ t_{c36} &= t_{c34} + \Delta t; \quad t_{c34} = t_{c32} + \Delta t; \quad t_{c32} = t_{c3Н1} + \Delta t. \end{aligned}$$

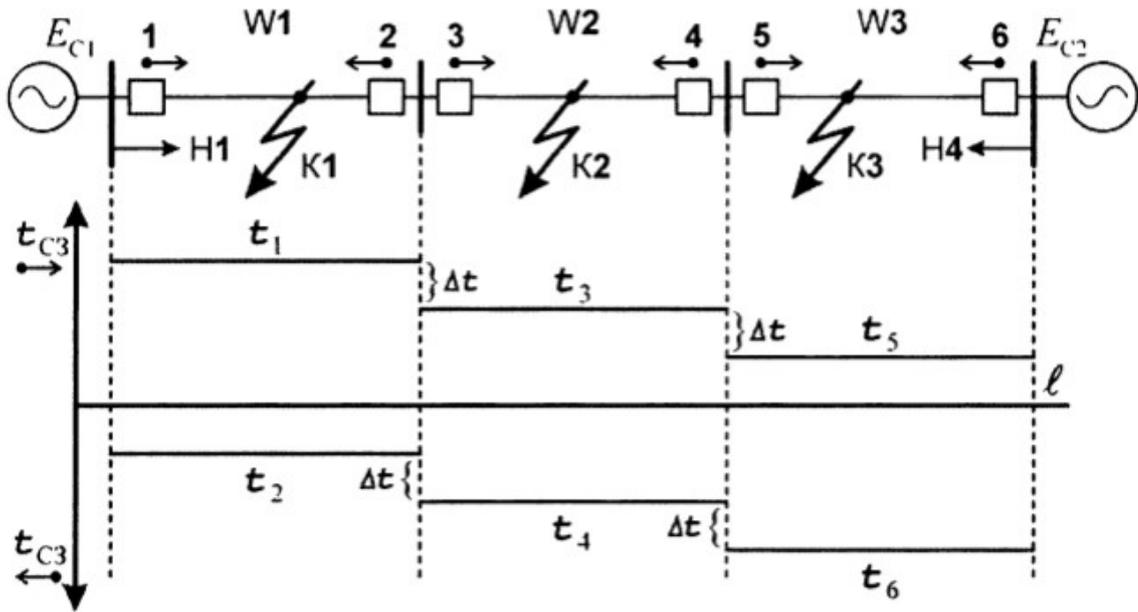


Рисунок 1-4 – Схема сети с направленными защитами и временными диаграммами

Напряжение срабатывания равно

$$U_{cp} = \frac{S_{cp}}{I_{pk} \sin(\alpha - \phi_{\text{макс.ч}})} \quad (6-9)$$

где I_{pk} – значение тока при КЗ в месте установки защиты;

$\phi_{\text{макс.ч}}$ – угол максимальной чувствительности.

$$\phi_{\text{макс.ч}} = -(90^\circ - \phi_{K3}) \quad (6-10)$$

$$\phi_{K3} = \arctg \frac{X_{y0}}{R_{y0}} \quad (6-11)$$

6.2 Расчеты токовых отсечек

Расчет тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания $I_{с.о}$ большим, чем максимальное значение тока КЗ $I_{к.макс}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки К3 и К5 на рисунке 1-5) или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора (точка К3 на рисунке 1-6) [1]

$$I_{с.о} \geq k_n \cdot I_{к.макс}^{(3)} \quad (6-12)$$

Коэффициент надёжности k_n для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 35 кВ и ниже рассматривается трёхфазное КЗ при работе питающей энергосистемы в максимальном режиме, при котором электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным.

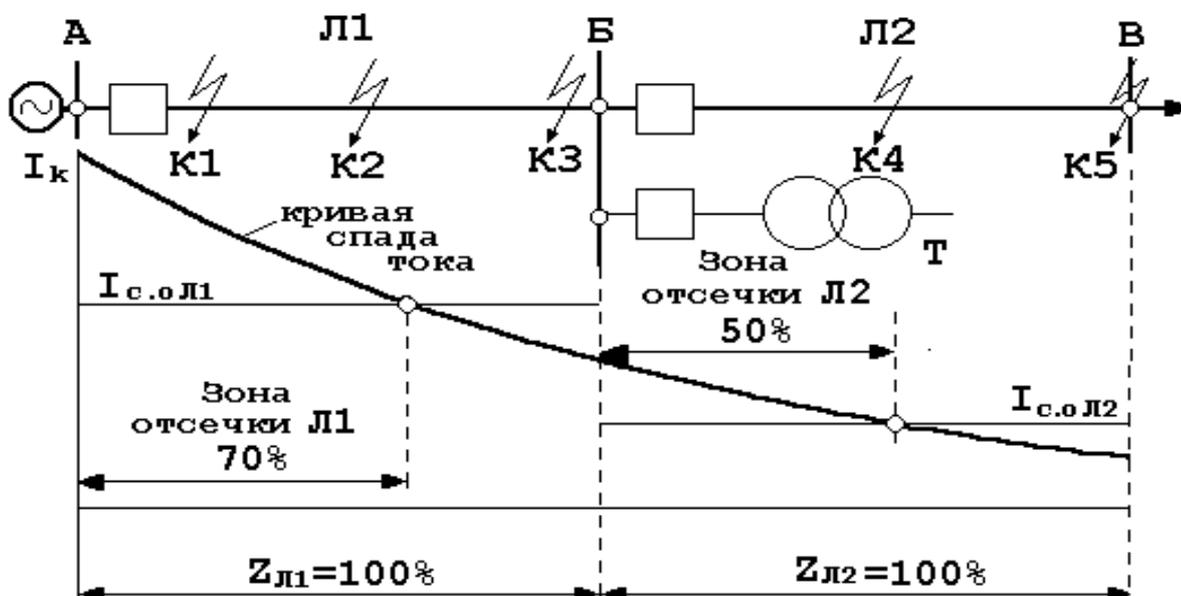


Рисунок 1-5 – Пример графического определения зон действия отсечек на линиях электропередачи

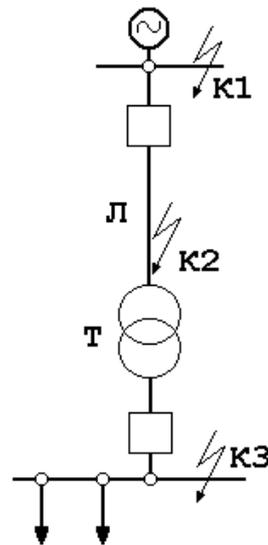


Рисунок 1-6 – Характерные точки КЗ для расчетов токовых отсечек на понижающих трансформаторах и блоках линия-трансформатор

Определение максимального тока трёхфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения (РПН) необходимо производить при таком положении регулятора напряжения, которое соответствует наименьшему сопротивлению трансформатора.

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (6-8), необходимо обеспечить её несрабатывание при бросках тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5–7 раз. Однако выбор тока срабатывания отсечки трансформатора по условию (1-8), как правило, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

При расчете токовой отсечки линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием (6-8) обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым из трансформаторов и дополнительно проверить надёжность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение. Условие отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов имеет вид

$$I_{c.0} \geq k_n \cdot \Sigma I_{ном.тр} \quad (6-13)$$

где $\Sigma I_{ном.тр}$ - сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии (до 70% от общего числа);

k_n - коэффициент надёжности, равный 3...4 (при времени срабатывания меньшем 0,1 с необходимо увеличивать до 5..6).

На линиях 10 кВ и 6 кВ с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями (например, типа ПКТ-101), в условии (1-7) значение $I_{к.макс}^{(3)}$ должно соответствовать току трёхфазного КЗ за наиболее мощным из трансформаторов. Далее следует определить время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания отсечки, выбранному из условий (1-7) и (1-8). Для учёта допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20%: $I_{расч} = I_{с.о} / 1,2$. Если время плавления $t_{пл} \leq 0,1$ с, то отсечка с таким током срабатывания может быть использована при условии, что защищаемая линия имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ). Если $t_{пл} \geq 0,1$ с, то следует либо увеличить ток срабатывания отсечки до такого значения, при котором обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения защищаемой линии, т.е. не более 0,1 с, либо увеличить время срабатывания отсечки.

Чувствительность токовых отсечек оценивается коэффициентом чувствительности, требуемые значения которых указаны в Правилах [2], а также величиной (протяжённостью), защищаемой части линии электропередачи.

Для токовых отсечек, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции основной быстродействующей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения - как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора в минимальном, но реально возможном режиме работы энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть около 2,0. Такие же требования существуют для токовых отсечек на блоках линия-трансформатор.

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

6.3 Отсечка с выдержкой времени на линиях электропередачи

Небольшая выдержка по времени позволяет задержать срабатывание отсечки последующей линии (Л1 на рисунке 3-5) при КЗ на предыдущей линии Л2. Это необходимо, чтобы успела сработать мгновенная отсечка повреждённой линии Л2. Для отсечки с небольшой выдержкой времени можно выбрать значительно меньшее значение тока срабатывания по сравнению с током срабатывания мгновенной отсечки по нескольким причинам [1].

Ток срабатывания отсечки с выдержкой времени определяется

$$I_{с.о} \geq k_n \cdot I_{к. пред.} \quad (6-14)$$

где $I_{к. пред.}$ – ток КЗ в конце предыдущего участка;

k_n - коэффициент надёжности, равный 1,1.

Время срабатывания токовой отсечки в выдержкой времени определяется

$$t_{с.з. посл} = t_{с.з. пред} + \Delta t \quad (6-15)$$

6.4 Максимальная токовая защита для терминала защиты БСК

6.4.1 Ток срабатывания I степени МТЗ.

Первая степень МТЗ выполняется в качестве токовой отсечки. Ток срабатывания выбирается исходя из условий отстройки от тока включения БСК.

$$I_{ИСТ. МТЗ} = \sqrt{3} \cdot K_{ОТС} \cdot I_{ВКЛ. БСК} \quad (6-16)$$

$\sqrt{3}$ где – коэффициент учитывающий работу ПО МТЗ на линейных величинах;

$K_{ОТС} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{ВКЛ. БСК}$ – ток включения БСК, рассчитанный в соответствии с формулой 1-17.

Действующее значение тока включения БСК может быть определено по формуле

$$I_{ВКЛ. БСК} = I_{НОМ. БСК} \cdot \left(K_U + \sqrt{\frac{W_{КЗ}}{Q_{Н. БСК}}} \right) \quad (6-17)$$

где $I_{НОМ. БСК}$ – номинальный ток БСК;

$W_{КЗ}$ – мощность КЗ на шинах, в месте установки БСК;

$Q_{Н. БСК}$ – номинальная мощность БСК;

K_U – коэффициент загрузки конденсаторов по напряжению.

В свою очередь коэффициент загрузки конденсаторов по напряжению определяется по формуле

$$K_U = \frac{U_{РАСЧ}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{Н.К.}} \quad (6-18)$$

где $U_{РАСЧ}$ – расчётное напряжение БСК;

n – количество рядов конденсаторов;

$U_{H.K.}$ – номинальное напряжение конденсатора.

Коэффициент загрузки K_U может быть принят равным 1,0.

Проверка чувствительности I ступени МТЗ определяется при металлических КЗ по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{СТ.МТЗ}}} \geq 1,2 \quad (6-19)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток двухфазного КЗ на выводах БСК.

6.4.2 Ток срабатывания II ступени МТЗ.

Ток срабатывания II ступени МТЗ выбирается по условию отстройки от возможных перегрузок БСК по току при симметричном повышении напряжения в сети.

$$I_{\text{ИСТ.МТЗ}} = \sqrt{3} \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot K_U \cdot I_{\text{НОМ.БСК}} \quad (6-20)$$

где – коэффициент учитывающий работу ПО МТЗ на линейных величинах;

$K_{\text{ОТС}} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$K_U = 1,35$ – коэффициент запаса, учитывающий перенапряжения в сети;

$I_{\text{НОМ.БСК}}$ – номинальный ток БСК.

Проверка чувствительности II ступени МТЗ определяется при металлических КЗ по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{ИСТ.МТЗ}}} \geq 2 \quad (6-21)$$

где $I_{\text{КЗ.МИН}}$ – минимальный (по режиму) ток двухфазного КЗ на ошиновке ВН БСК.

6.4.3 Защита от перегрузки

Согласно ПУЭ (5.6.18) защита от перегрузки токами высших гармоник должна срабатывать при действующем значении тока для единичных конденсаторов превышающем 130%.

$$I_{\text{ПЕРЕГ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НОМ.БСК}} \quad (6-22)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{НОМ.БСК}}$ – номинальный ток БСК.

6.5 Максимальная токовая защита с пуском по напряжению

Применение пуска по напряжению позволяет при определении тока срабатывания МТЗ-3 принять коэффициент самозапуска $k_{\text{сзп}} = 1$. За исключением случаев МТЗ 35 кВ и

110 кВ с двигательной нагрузкой (6 – 10) кВ. В последнем случае ток срабатывания МТЗ должен быть не менее $2 I_{\text{ном.тр.}}$ [1].

Напряжение срабатывания реле обратной последовательности выбирается из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме

$$U_{2c.з.} = 0,06 \cdot U_{\text{ном}} \quad (6-23)$$

где $U_{2c.з.}$ – напряжение срабатывания реле обратной последовательности (междуфазное напряжение);

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение (междуфазное).

Напряжение срабатывания минимального реле прямой последовательности выбирается по условию возврата реле после отключение внешнего КЗ

$$U_{c.з.} = U_{\text{мин}} / (k_{\text{н}} \cdot k_{\text{в}}) \quad (6-24)$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное остаточное напряжение в месте установки ТН, к которому подключено реле, в начале самозапуска двигателей после отключения внешнего КЗ;

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

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата 1,06.

Обычно $U_{c.з.} = (0,5...0,65) U_{\text{ном}}$.

Коэффициент чувствительности при КЗ в зоне резервирования для реле обратной последовательности

$$k_{\text{ч2}} = \frac{U_2}{U_{2c.з.}} \quad (6-25)$$

где U_2 – междуфазное напряжение обратной последовательности в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается защита, при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, при котором указанное напряжение имеет наименьшее значение;

$U_{2c.з.}$ – напряжение срабатывания.

Для минимального реле напряжения коэффициент чувствительности

$$k_{\text{чН}} = \frac{U_{c.з.} \cdot k_{\text{в}}}{U_{\text{ост.}}} \quad (6-26)$$

где $U_{\text{ост}}$ – междуфазное напряжение в месте установки трансформатора напряжения, от которого питается защита, при металлическом КЗ в расчетной точке, когда указанное напряжение имеет наибольшее значение;

$U_{c.з.}$ – напряжение срабатывания;

$k_{\text{в}} > 1$ – коэффициент возврата реле.

Для резервных защиты требуется $k_{\text{ч}} \geq 1,2$.

6.6 Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора со стороны НН

Выбор уставок рассчитывается для защит двухобмоточного трансформатора понижающих трансформаторов 6,3/0,4 кВ (10,5/0,4 кВ).

Значение уставки тока срабатывания МТЗ понижающего трансформатора 6,3 (10,5) / 0,4 кВ выбирают из следующих условий. Защита должна быть отстроена от максимально возможного тока нагрузки, с учетом токов самозапуска электродвигателей 0,4 кВ, и иметь высокую чувствительность [1, 4].

Ток срабатывания защиты, с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей, определяют (6-27)

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{сзп}}{k_b} \cdot I_{раб.макс}, \quad (6-27)$$

где k_n - коэффициент надежности несрабатывания защиты;

k_b - коэффициент возврата максимальных реле тока;

$k_{сзп}$ - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.макс}$ за счет одновременного пуска всех электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время возникновения КЗ.

Для построения МТЗ трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ с временем срабатывания более 0,3 с принимают значение $k_{сзп} \geq 1,1 \div 1,3$.

Для цифровых терминалов БЭ2502 значение коэффициента k_n принимают 1,1, а значение k_b принимают 0,94 [3].

Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной (моторной) нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого трансформатора $I_{раб.макс}$ определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки. Для трансформаторов 6 и 10 кВ мощностью до 630 кВ·А в России допускается длительная перегрузка до $1,6 \div 1,8$ номинального тока.

Ток срабатывания МТЗ трансформатора 6,3 (10,5)/0,4 кВ, по условию согласования чувствительности последующей и предыдущей МТЗ (при последовательном включении защит), выбирается из выражения:

$$I_{с.з.посл} \geq k_{н.с} \cdot I_{с.з.пред}, \quad (6-28)$$

где $k_{н.с}$ - коэффициент надежности согласования, значения которого зависят от типа токовых реле и принимаются в пределах от 1,1 до $1,3 \div 1,4$ при согласовании с защитами прямого действия;

$I_{с.з.посл}$ – уставка тока срабатывания МТЗ РУ 0,4 кВ, приведенное с учетом коэффициента трансформации к стороне 6,3 кВ.

При согласовании защит с применением принципа временной селективности срабатывание последующей защиты увеличивается на ступень селективности по отношению к предыдущей защите

$$t_{\text{ср.посл}} = t_{\text{ср.пред}} + \Delta t, \quad (6-29)$$

где: $t_{\text{ср.посл}}$ – время срабатывания последующей защиты,

$t_{\text{ср.пред}}$ - время срабатывания предыдущей защиты,

Δt – ступень селективности по времени.

При согласовании терминалов БЭ2502 с предыдущими защитами, построенными с применением цифровых защит различных фирм производителей применяется временная ступень селективности $\Delta t=0,3$ с.

Чувствительность МТЗ проверяется по коэффициенту чувствительности защиты со стороны 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (6-30)$$

где: $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности в основной зоне работы защиты;

$I_{\text{кз}}^{(2)}$ - ток двухфазного КЗ на выводах трансформатора со стороны 0,4 кВ;

$I_{\text{с.з}}$ – значение уставки тока срабатывания защиты.

Согласно нормам ПУЭ коэффициент чувствительности для основной зоны действия защиты должен быть не менее $k_{\text{ч}} \geq 1,5$ и для зоны резервирования $k_{\text{ч}} \geq 1,2$. Если при построении защиты возникают серьезные трудности с обеспечением заданной чувствительности в зоне резервирования, то ПУЭ допускает не обеспечивать резервирование защит в конце отходящих линий.

6.7 Токовая отсечка от междуфазных КЗ

По условиям селективности токовая отсечка не должна срабатывать при КЗ на стороне 0,4 кВ. Уставка срабатывания реле выбирается больше значения тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ. Защита не должна срабатывать при включении трансформатора от броска намагничивающего тока. В зону действия токовой отсечки входят выводы обмотки 6,3 (10,5) кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а так же кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне 6,3 (10,5) кВ

$$I_{\text{с.о}} = I_{\text{кз}}^{(3)} k_{\text{отс}} \quad (6-31)$$

при условии, что: $I_{\text{с.о}} > I_{\text{намагн}}$.

где: $I_{\text{с.о}}$ – уставка по току срабатывания отсечки,

$I_{\text{кз}}^{(3)}$ - значение тока трехфазного КЗ на выводах обмотки 0,4 кВ защищаемого трансформатора,

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность работы терминала и погрешность при расчете значений токов КЗ,

$I_{\text{намагн}}$ - амплитудное значение намагничивающего тока при включении трансформатора.

Редакция от 18.03.2025

Для цифровых терминалов БЭ2502 $k_{отс}$ может находиться в диапазоне $k_{отс} = 1,1 \dots 1,15$.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального значения тока не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники $5\sqrt{2} \approx 7,05$.

При невыполнении условия (6-32) необходимо отстраивать защиту от броска намагничивающего тока трансформатора. В этом случае уставка срабатывания отсечки выбирается

$$I_{с.о} = I_{намагн} k_{отс} \quad (6-32)$$

7 Защита от однофазных замыканий на землю в распределительных сетях

Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗОЗЗ приведена в п.1.4.2 [3].

Несрабатывание защиты при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ обеспечивается выбором тока срабатывания $I_{0с.з.}$ и а необходимых случаях времени срабатывания $t_{с.з.}$. Первичный ток срабатывания защиты выбирается из двух условий [1, 4]:

- отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения I_{C1} при дуговых перемежающихся ОЗЗ

$$I_{0с.з.} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_C \quad (7-1)$$

где $K_{отс} = 1,2 \div 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{C1} и запас;

$K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения I_C при дуговых перемежающихся ОЗЗ (принимается равной $2 \div 2,5$ на микроэлектронной и микропроцессорной базе).

- отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ

$$I_{0с.з.} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.макс} \quad (7-2)$$

где $K_{отс} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 - 2$ (учитывая приближенный характер определения $I_{нб.макс}$) для кабельных ТТНП.

Для защит ОЗЗ действующих на сигнал, в сетях с изолированной нейтралью и с высокоомным заземлением нейтрали через резистор дополнительно к указанным выше расчетным условиям необходимо учитывать также возможность наложения внешнего ОЗЗ на режим обуславливающий возникновение максимального тока небаланса $I_{нб.макс}$. Расчетное условие отстройки защиты от тока небаланса в этом случае будет иметь вид

$$I_{0с.з.} \geq K'_{отс} \cdot I_C + K''_{отс} \cdot I_{нб.макс} \quad (7-3)$$

где $K'_{отс} = 1,2 \div 1,3$;

$K''_{отс} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 - 2$ для кабельных ТТНП.

Собственный емкостной ток I_C определяется как сумма емкостных токов всех электрически связанных участков и элементов (КЛ или ВЛ, электродвигателей т.д.), находящихся в зоне действия защиты от ОЗЗ.

Собственный емкостной ток ЛЭП (участка ЛЭП) определяется

$$I_{Cл} = n \cdot C_{0л} \cdot I_{л} \cdot \omega \cdot U_{ф.ном} \quad (7-4)$$

или

$$I_{Cл} = n \cdot I_{C0л} \cdot I_{л} \quad (7-5)$$

где $C_{0л}$ – удельная емкость фазы ЛЭП на землю, Ф/км;

l_n – длина ЛЭП (участок ЛЭП), км;

$\omega = 2\pi \cdot 50$, 1 / с;

$U_{ф.ном}$ – номинальное фазное напряжение сети, В;

n – число параллельных ЛЭП в одной цепи (для КЛ);

$I_{C0л}$ – собственный емкостной ток ЛЭП на единицу длины, А/км.

Для КЛ $C_{0л}$ (или $I_{C0л}$) определяется по справочным данным.

Собственный емкостной ток электродвигателей рассчитывается

$$I_{Cэд} = n \cdot C_{0эд} \cdot \omega \cdot U_{ф.ном} \quad (7-6)$$

где $C_{0эд}$ – емкость фазы обмотки статора ЭД на землю.

Суммарный емкостной ток сети $I_{C\Sigma}$ определяется как сумма всех присоединений защищаемого объекта

$$I_{C\Sigma} = (1,1 - 1,2) \Sigma I_{Ci} \quad (7-7)$$

Первичный ток небаланса для трехтрансформаторного ФТНП определяется

$$I_{нб.макс} = K_{нб} \cdot I_{расч.макс} \quad (7-8)$$

где $I_{расч.макс}$ – максимальное значение фазного ток, протекающего в месте установки ФТНП в режимах без ОЗЗ (рабочем режиме, при пуске или самозапуске ЭД, внешнем КЗ и т.д.);

$K_{нб}$ – коэффициент небаланса.

Коэффициент небаланса $K_{нб}$ принимается в зависимости от кратности $I_{расч.макс}$ по отношению к номинальному току трансформаторов тока. При небольших кратностях, до $(2 \div 3) \cdot I_{ном}$, рекомендуется принимать $K_{нб} = 0,05$, при больших кратностях $K_{нб} = 0,1$.

Проверка чувствительности защиты

$$k_{ч} = I_{C\Sigma} / I_{с.з.} = 1,5 - 2 \quad (7-9)$$

7.1 Токи нулевой последовательности в резистивно-заземленных сетях

При наличии в сети нескольких заземляющих резисторов при внешнем ОЗЗ по защите может протекать также активный ток I_R . При этом вместо I_C в (7-1) надо подставлять

$$I_C = \sqrt{(I_{Cфид.макс})^2 + (I'_R)^2} \quad (7-10)$$

Чувствительность проверяется по величине коэффициента $K_ч$

$$K_ч = \frac{I_3}{I_{с.з.}} \geq K_{ч.норм} \quad (7-11)$$

где $K_{ч.норм}$ – нормируемый коэффициент чувствительности;

I_3 – ток в защите поврежденной ЛЭП;

$I_{с.з.}$ – ток срабатывания защиты.

Рекомендуется принимать значение $K_{ч.норм}$ на уровне 1,5...2.

В резистивно-заземленных сетях и установках

$$I_3 = \sqrt{(I'_{C\Sigma})^2 + (I_R)^2} \quad (7-12)$$

где $I'_{C\Sigma}$ – суммарный емкостный ток сети за вычетом емкостного тока защищаемого фидера;

I_R – ток заземляющего резистора, протекающий по защите поврежденного присоединения.

7.2 Защита от ОЗЗ в сети с низкоомным заземлением нейтрали [5]

Если значение тока ОЗЗ, определяемое сопротивлением резистора в нейтрали, будет соизмеримо с токами нагрузки, поврежденное присоединение можно отключать не мгновенно, а с выдержкой времени.

Большие токи междуфазных КЗ (20 - 60 кА) приводят к появлению в трехфазных трансформаторных фильтрах тока нулевой последовательности значительных токов небаланса $I_{нб}$, от которых необходимо отстраивать ток срабатывания от ОЗЗ, если она не имеет соответствующей выдержки времени

$$I_{нб} = k_{одн} \varepsilon I_{КЗ.макс} \quad (7-13)$$

где $k_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности ТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – предельная погрешность ТТ;

$I_{КЗ.макс}$ – максимальный ток междуфазного КЗ, который будет протекать по фильтру

$$I_{C30} = k_n I_{нб} \quad (7-14)$$

где $k_n = 1,1 - 1,2$ – коэффициент запаса.

Чувствительность защиты оценивается следующим выражением

$$k_{\chi} = I_{O33} / I_{C30} \quad (7-15)$$

где I_{O33} – ток однофазного замыкания на землю, определяемый сопротивлением резистора для заземления нейтрали.

Чувствительность защиты считается удовлетворительной, если $k_{\chi} \geq 1,5$.

При $I_{КЗ.макс} = (20 - 60)$ кА получаем $I_{C30} = (2,2 - 7,2)$ кА. Если ток резистора 1000 А, что близко к току нагрузки, защита ОЗЗ оказывается нечувствительной. Для обеспечения минимально необходимого $k_{\chi} = 1,5$ ток резистора должен быть (3,8 - 10,8) кА, что представляется сложности с точки зрения обеспечения термической стойкости оборудования.

Поскольку при заданных условиях чувствительность защиты оказалась ниже требуемой, выполнить защиту от ОЗЗ можно с выдержкой времени Δt_{O33} , превышающей выдержку времени защиты от междуфазных КЗ $\Delta t_{КЗ}$ на ступень селективности Δt

$$\Delta t_{O33} = \Delta t_{КЗ} + \Delta t \quad (7-16)$$

При этом выражение (7-13) запишется в виде

$$I_{нб} = k_{одн} \varepsilon I_{нагр.макс} \quad (7-17)$$

где $I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки, который оценочно можно принять равным номинальному первичному току установленных на фидере ТТ.

7.3 Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике

Защита предназначена для использования в сетях с изолированной нейтралью, а также в сети с нейтралью, заземленной через высокоомное сопротивление, когда емкостный ток сети и ток в нейтрали соизмеримы и не изменяются значительно в различных допустимых режимах.

Для сетей с изолированной нейтралью угол максимальной чувствительности должен составлять -90° , при заземлении нейтрали через резистор угол максимальной чувствительности должен быть откорректирован в сторону уменьшения. Например, при равных значениях емкостного тока сети и резистивного тока в нейтрали угол максимальной чувствительности может быть принят равным -135° .

Направленная защита от ОЗЗ по принципу действия не требует отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Поэтому первичный ток срабатывания защиты определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности [15]

$$I_{0с.з.расч} \leq \frac{I_{C\Sigma} - I_{C.повр}}{K_{Ч.min доп}} \quad (7-18)$$

где $K_{Ч.min доп} \geq 2$ – минимальный коэффициент чувствительности;

$I_{C\Sigma}$ – емкостной ток сети;

$I_{C.повр}$ – емкостной ток поврежденной линии.

Выбор напряжения срабатывания нулевой последовательности $U_{0с.з.}$ выбирается и двух условий:

- отстройки от максимального напряжения небаланса $U_{0нб max}$ ФННТ, обусловленного несимметрией нагрузки и других элементов ТН и несимметрией емкостей фаз сети на землю

$$U_{0с.з.} \geq K_{отс} U_{0нб max}, \quad (7-19)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчета реле и необходимый запас (принимается равным 1,2);

- отстройки от максимального напряжения $U_{0н(с)max}$, появляющегося в сети низшего (среднего) напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего (среднего) напряжения

$$U_{0с.з.} \geq K_{отс} U_{0н(с)max} \quad (7-20)$$

где $K_{отс}$ можно принять равным 1,2.

Расчетное напряжение небаланса можно определить как сумму двух составляющих:

$$U_{0нб max} = U_{0нб max ФННТ} + U_{N max} \quad (7-21)$$

где $U_{0нб\max\text{ФННП}}$ – составляющая напряжения небаланса, обусловленная погрешностями ФННП;

$U_{N\max}$ – смещение нейтрали сети, обусловленное несимметрией емкостей фаз сети на землю.

Напряжение небаланса ФННП можно определить

$$U_{0нб\max\text{ФННП}} \approx \frac{U_{\text{ф.ном}} f_U}{2} \quad (7-22)$$

где f_U – погрешность ТН (можно принять, что во всех режимах работы ТН погрешность соответствует классу 3, т.е. $f_U = 0,03$).

Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали можно определить

$$U_N = \alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}, \quad (7-23)$$

где $\alpha_{\text{нес}}$ – степень емкостной несимметрии сети.

В кабельных сетях $\alpha_{\text{нес}}$ практически равно нулю, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно заземления брони. В воздушных сетях емкости не равны и для них $\alpha_{\text{нес}} = 0,005 \div 0,02$.

Для компенсированных сетей смещение нейтрали

$$U_N = \frac{\alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}}{\sqrt{\nu^2 + d^2}}, \quad (7-24)$$

где $\nu = \frac{I_{c\Sigma} - I_L}{I_{c\Sigma}}$ - степень расстройки компенсации;

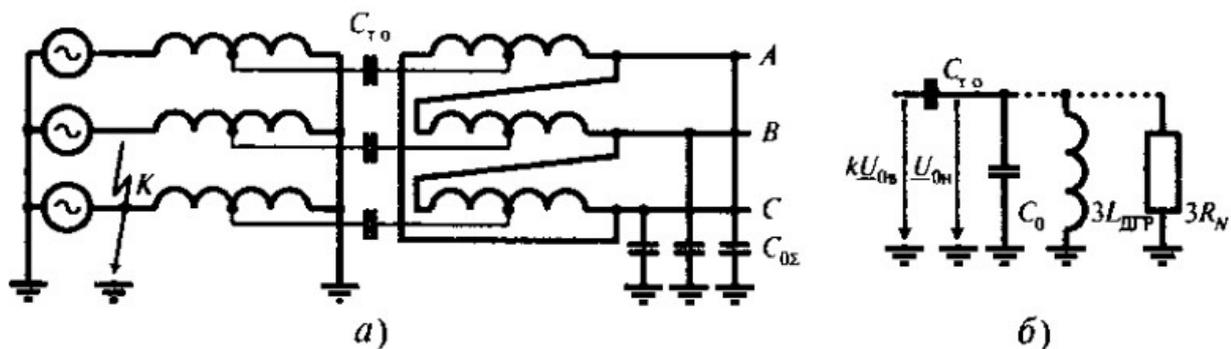
$d = \frac{G_\Sigma}{\omega C_{0\Sigma}}$ - коэффициент успокоения сети;

G_Σ – суммарная активная проводимость фазы сети на землю.

Для компенсированных сетей в среднем $d = 0,05 \div 0,07$. При резонансной настройке ДГР ($\nu = 0$) напряжение смещения нейтрали сети достигает максимального значения и равно

$$U_N = \frac{\alpha_{\text{нес}} U_{\text{ф.ном}}}{d} \quad (7-25)$$

Возникновение КЗ на землю и ОЗЗ в сети высшего напряжения на сеть низшего напряжения показано на рисунке 1-7 и 1-8.



Рисунке 1-7 – Возникновение напряжения НП U_{0H} в сети низшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения за счёт емкостных связей между обмотками силового трансформатора: а - поясняющая схема; б – упрощенная схема замещения НП

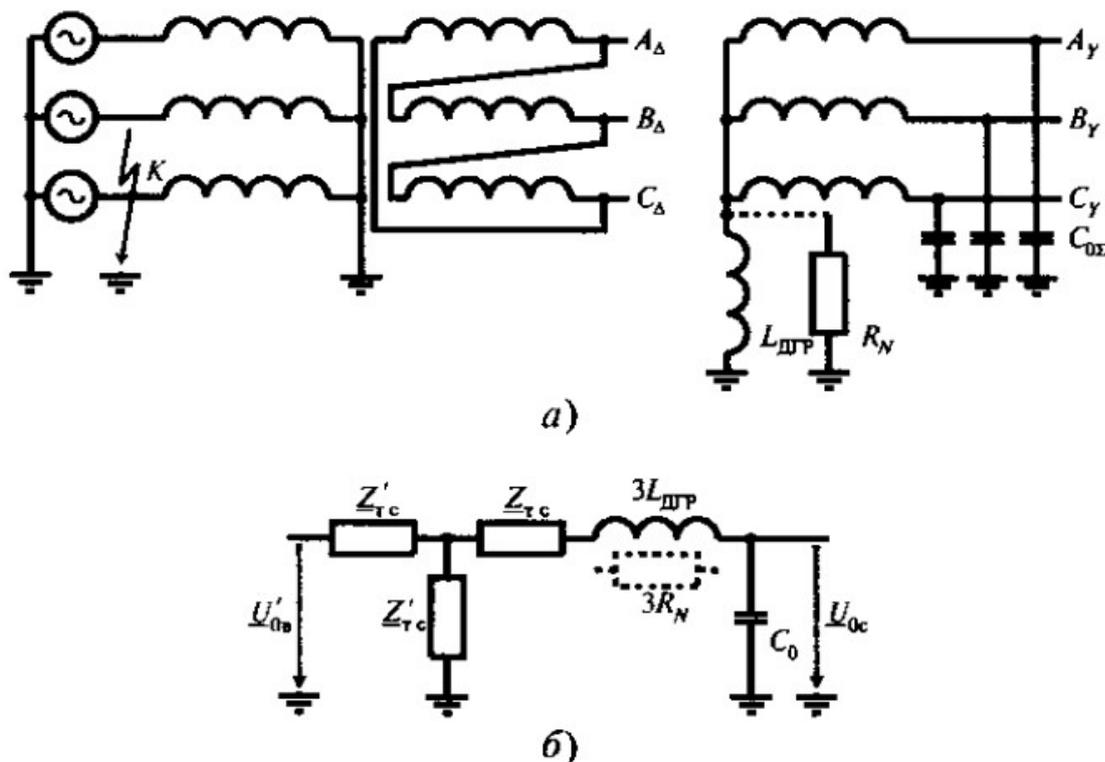


Рисунок 1-8 – Возникновение напряжения U_{0H} в сети низшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения при двухстороннем заземлении нейтральей силового трансформатора: а - поясняющая схема; б – упрощенная схема замещения НП

В первом случае причиной появления напряжения U_{0H} является электростатическая (емкостная) связь между обмотками силового трансформатора. Это имеет место, если сеть низшего напряжения работает с изолированной нейтралью или подключена со стороны обмотки силового трансформатора, соединенной в треугольник. Во втором случае трансформатор заземлен с двух сторон.

Напряжения U_{0H} для первого случая можно определить из упрощенной схемы замещения НП на рисунке 1-7, б.

При изолированной нейтрали сети $U_{0н}$ равно

$$U_{0н} = \frac{kU_{0в}C_{Т.О}}{C_{Т.О} + C_{0\Sigma}} \quad (7-26)$$

где $U_{0в}$ – напряжение НП со стороны высшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ;
 $k < 1$ – коэффициент, учитывающий распределение $U_{0в}$ вдоль обмотки трансформатора с заземленной нейтралью;

$C_{Т.О}$ – емкость между обмотками трансформатора.

При высокоомном заземлении нейтрали через резистор напряжение $U_{0н}$ равно

$$U_{0н} = \frac{kU_{0в}C_{Т.О}}{\sqrt{2}C_{0\Sigma}}, \quad (7-27)$$

В сети с низкоомным заземлением нейтрали $U_{0н}$ практически равен нулю.

При работе с компенсацией емкостных токов $U_{0н}$ определяется

$$U_{0н} = \frac{U_{0в}C_{Т.О}}{dC_{0\Sigma}}, \quad (7-28)$$

Второй случай возможен при заземлении трансформатора с двух сторон (рисунке 1-8). Практически это может иметь место, при питании сети 35 кВ, работающей с компенсацией емкостных токов или с высокоомным заземлением нейтрали, от сети (110-220) кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью. В этом случае главной причиной возникновения $U_{0с}$ в сети среднего напряжения при КЗ на землю в сети высшего напряжения является трансформация НП. Напряжение $U_{0с}$ для этого случая определяется

$$U_{0с} = \frac{U_{0в} |Z_{Т.Н}|}{|Z_{Т.Н} + Z_{Т.В}|} \quad (7-29)$$

7.4 Защита от ОЗЗ по высшим гармоникам тока

Защита предназначена для использования в сетях с компенсированной нейтралью.

Отстройка измерительного органа от высших гармонических составляющих в собственном емкостном токе защищаемого присоединения при внешнем замыкании, а также по условию обеспечения необходимой чувствительности при внутренних замыканиях достигается выбором значения коэффициента торможения, который определяется

$$k_T = \frac{I_{Cл}}{I_{C\Sigma}} k_{отс} \quad (7-30)$$

где $K_{отс} = 1,00 - 1,10$ – коэффициент отстройки;

$I_{C\Sigma}$ – суммарный емкостной ток сети;

$I_{Cл}$ – емкостной ток линии.

7.5 Защита от ОЗЗ по мощности нулевой последовательности

Защиту от ОЗЗ реагирующую на активную составляющую в токе замыкания на землю рекомендуется применять в сетях с комбинированным заземлением нейтрали (параллельным подключением ДГР и высокоомного заземляющего резистора) либо в компенсированных сетях с суммарной величиной тока замыкания на землю более 50 А.

Уставки защиты, расчет которых не приведен в данном разделе, принимаются равными по умолчанию и уточняются при наладке. Уставки задаются в именованных единицах.

1) Уставка срабатывания ИО «РМ Р₀>»

Уставка «РМ Р₀>» (по активной мощности в контуре нулевой последовательности) выбирается из условия обеспечения органом необходимой чувствительности к величине активной составляющей в токе замыкания на землю при глухом (металлическом) замыкании на защищаемой линии

$$P_{0.ПЕР} = (I_{a\Sigma} / k_{\text{ч}}) \cdot k_3 \cdot 3U_0 \quad (7-31)$$

где $P_{0.ПЕР}$ - активная мощность в контуре нулевой последовательности при устойчивом замыкании на землю (без переходного сопротивления), Вт (перчиная величины);

$I_{a\Sigma}$ - активная составляющая тока в контуре нулевой последовательности при устойчивом замыкании на землю, А;

$k_{\text{ч}}$ - коэффициент чувствительности ($k_{\text{ч}}=1,2\div 2$);

$3U_0$ – величина напряжения нулевой последовательности при устойчивом замыкании на землю, В. Принимается равной 100 В (вторичная величины);

k_3 - коэффициент запаса, учитывающий особенности микропроцессорного устройства (принимается равным 1,05).

Значение активного тока ($I_{a\Sigma}$) в месте установки защиты в расчетах определяется по коэффициенту демпфирования (d), характеризующему относительную суммарную активную проводимость фаз сети относительно земли. Коэффициент d определяется потерями в дугогасящих реакторах (d_L), дополнительным резистором в нейтрали сети (d_R) и распределенной активной проводимостью изоляции всей сети (d_C), т.е $d=d_L+d_R+d_C$. Ориентировочно, на основании экспериментальных данных для компенсированной сети коэффициент d при нормальном состоянии изоляции можно принять равным $d=d_L+d_C=0,04\dots 0,05$. В сети с комбинированным заземлением нейтрали, под которым понимается работа компенсированной сети с дополнительным заземляющим резистором в цепи нейтрали, создающим активную составляющую тока до значения не более 15 % от суммарного емкостного тока замыкания, коэффициент d в большей степени определяется активной проводимостью дополнительного заземляющего резистора в нейтрали (d_R) и в

расчетах принимается 0,15. Для дальнейших расчетов принимаем, что в предложенном численном примере расчета уставок, распределительная сеть 10,5 кВ работает в режиме комбинированного заземления нейтрали. Ёмкостный ток замыкания на землю составляет 60 А, а величина сопротивления добавочного резистора в нейтрали сети, составляет $R_N=700$ Ом.

Активный ток $I_{a,R}$, обусловленный активной заземляющего резистора в нейтрали R_N , рассчитывается по формуле

$$I_{a,R} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot R_N} \quad (7-32)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение сети.

Кроме тока, обусловленного резистором, в месте замыкания протекают токи обусловленные потерями в дугогасящих реакторах и распределенной активной проводимостью изоляции всей сети.

Активный ток I_a , обусловленный потерями в дугогасящих реакторах и распределенной активной проводимостью изоляции всей сети, рассчитывается по формуле

$$I_a = I_c \Sigma \cdot d \cdot k_{\text{п}}. \quad (7-33)$$

где $k_{\text{п}}$ - доля емкости защищаемой линии по отношению к суммарной емкости всей сети.

Суммарная величина активной составляющей тока в месте замыкания рассчитывается по формуле

$$I_{a\Sigma} = I_{a,R} + I_a \quad (7-34)$$

Вторичная величина уставки «РМ Р0» в цепях защиты определяется с учетом коэффициента трансформации трансформатора тока нулевой последовательности

$$P_{0,\text{ВТОР}} = P_{0,\text{ПЕР}} / k_{\text{ТТНП}}, \quad (7-35)$$

где $P_{0,\text{ВТОР}}$ - активная мощность в контуре нулевой последовательности при глухом (металлическом) замыкании на землю, Вт (вторичные величины);

$k_{\text{ТТНП}}$ - коэффициент трансформации трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) (принимается из документации на трансформатор ТТНП).

Коэффициент запаса $k_{\text{ЗАП}}$ можно принять равным 1...1,10.

Активная мощность срабатывания (загруженная ступень) принимается равной

$$P_{0\text{загр ср}} = (1,5 \div 3) P_{0 \text{ ср}}.$$

Время срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от времени срабатывания комплектов защит от ОЗЗ на смежных участках с защищаемым фидером:

$$t_{\text{с.з.}} \geq t_{\text{с.з.осн.}} + \Delta t \quad (7-36)$$

где Δt – степень селективности, принята равной 0,5 с.

Редакция от 18.03.2025

$t_{с.з.осн.}$ – время срабатывания защиты на смежном участке с защищаемым, принято равным 0,2 с.

8 Логическая защита шин [6]

Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЛЗШ приведена в п.1.4.1 [24].

Логическая защита реализуется с помощью устройств БЭ2502 вводного выключателя, секционного выключателя и БЭ2502 присоединений. Функция ЛЗШ реализует быстрое отключение вводного и/или секционного выключателя при возникновении повреждения на шинах методом «от противного», то есть КЗ на шинах фиксируется при наличии аварийного тока на вводном или секционном выключателе и отсутствии пуска защит присоединений.

Функция ЛЗШ представляет собой дополнительную ступень токовой защиты вводного и секционного выключателя, срабатывание которой можно заблокировать внешним сигналом. В качестве сигнала для блокировки ступени ЛЗШ используется выходной контакт «Пуск МТЗ» фидерных защит.

Ток срабатывания ЛЗШ отстраивается от сверхтоков послеаварийных перегрузок, т.е. от токов после отключения КЗ на присоединении. Данный принцип аналогичен выбору тока срабатывания МТЗ второй ступени вводного и секционного выключателя, поэтому в большинстве случаев ток срабатывания ЛЗШ принимается равным току срабатывания МТЗ-2.

Время срабатывания ЛЗШ принимается равным 0,2 с, кроме времени срабатывания выходного реле «Пуск МТЗ» (блокировка ЛЗШ) отходящих присоединений и времени приема устройством ВВ или СВ блокирующего сигнала, данная выдержка включает в себя большой запас, а потому при больших токах КЗ на шинах и необходимости быстрого отключения уставка может быть уменьшена до 0,1 с.

9 Защита от несимметричной работы нагрузки [3]

Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗНР приведена в п.1.4.3 [24].

Защита полезна для контроля целостности фаз первичных и вторичных цепей присоединений ПС, имеющих двигательную нагрузку. Это предотвращает перегрузку двигателей (с дальнейшим выходом из строя) при обрыве фазы со стороны питания ПС. В этом случае может быть применено отключение ввода с дальнейшим действием АВР.

Рекомендуемая уставка току – 25% номинального тока присоединения (по условию допустимой по ГОСТ несимметрии питающей сети).

Уставка по времени срабатывания защиты должна быть отстроена от максимального времени действия защит при междуфазным КЗ. Так, при времени действия резервных защит питающей сети 3,5 с, рекомендуемая уставка по времени принимается на 0,5...1,0 с больше.

Выбор уставки по току и времени при применении терминалов для защиты двигателей производится аналогично.

Применение защиты на присоединениях ПС с отсутствием двигательной нагрузки оправдано с точки зрения контроля токовых цепей защит.

10 Защита минимального напряжения [6]

Защита минимального напряжения используется в устройствах БЭ2502А01ХХ, БЭ2502А03ХХ и БЭ2502А07ХХ.

ЗМН отходящих линий

ЗМН отходящих линий реализуется на БЭ2502А01ХХ. Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗМН приведена в п.1.4.4 [3].

Уставка по напряжению срабатывания ЗМН выбирается равной $0,7 U_{ном}$ с выдержкой времени от 0,5 до 1,0 с.

ЗМН вводного выключателя

ЗМН вводного выключателя реализуется на БЭ2502А03ХХ, предназначен для пуска АВР при исчезновении питания на секции. Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗМН приведена в п.1.4.4 [24].

Напряжение срабатывания принимается равным $(0,25 - 0,35) \cdot U_{ном}$. Выдержка времени ЗМН принимается на ступень больше выдержек времени защит присоединений, при коротком замыкании в зоне действия, которых напряжение на резервируемых шинах снижается до напряжения срабатывания ЗМН.

ЗМН трансформатора напряжения

ЗМН ТН реализуется на БЭ2502А04ХХ. Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗМН приведена в п.1.4.1 [25].

Первая ЗМН предназначена для облегчения самозапуска ответственных электродвигателей, она отключает электродвигатели неответственных механизмов. Напряжение срабатывания первой ступени устанавливается примерно равным $U'_{с.з.} = 0,7 U_{ном}$, а выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных коротких замыканий $t'_{с.з.} = (0,5 - 1,5) с$.

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

Напряжение срабатывания второй ступени не превышает

$U''_{с.з.} = 0,5 U_{ном}$, а выдержка времени принимается $t''_{с.з.} = (10 - 15) с$.

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

11 Защита от повышения напряжения [6]

Описание принципа действия и функционально-логическая схема ЗПН приведена в п.1.4.2 [25].

Основным применением защиты от повышения напряжения является сигнализация повышения уровня напряжения, и блокировка работы РПН. При неисправностях привода РПН и его схемы управления возможны излишние переключения в сторону повышения напряжения, что может привести к повреждениям электроустановок подстанции и потребителей.

При действии защиты на сигнализацию уставка ЗПН по напряжению выбирается из условий отстройки от максимального напряжения на шинах в рабочем режиме. Диапазон принимаемых значений в зависимости от типа оборудования составляет $U_{с.з.} = 1,1 \dots 1,2 U_{ном.}$

Для исключения ложной работы время срабатывания принимается на ступень больше времени срабатывания устройства автоматической регулировки привода и времени переключения привода РПН

$$t_{с.з.} = t_{АПТ} + t_{привода} + \Delta t \quad (11-1)$$

В случае действия защиты на блокировку привода, уставка по напряжению выбирается аналогично. Уставка по времени срабатывания в этом случае должна быть минимальна и отстраивается от условий максимальной длительности кратковременных перенапряжений. Как правило, выдержка времени выбирается меньше времени переключения привода, для исключения дальнейшей неправильной работы. При этом должны быть предусмотрены схемные решения в управлении приводом для исключения блокировки привода РПН в промежуточном состоянии. Напряжение возврата принимается равным $U_{в} = 1 \dots 1,05 U_{ном.}$

12 УРОВ

УРОВ предназначен для обнаружения неисправности выключателя, который не был отключен после срабатывания токовых защит.

Описание принципа действия и функционально-логическая схема УРОВ приведена в п.1.4.5 [3].

Уставка по току (для запуска УРОВ) выбирается с коэффициентом отстройки (0,5 - 0,8) от наименьшего значения уставки из всех токовых защит терминала, действующих на отключение выключателя. Причем, выбранное значение уставки по току для УРОВ должно быть выше уставок токовых защит, действующих на сигнал. Это позволит исключить возможность неправильного действия УРОВ при срабатывании сигнализации.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением

$$t_{сз} = t_{откл.в} + t_{возв.уров} + t_{зап} \quad (12-1)$$

где $t_{откл.в}$ – время отключения выключателя присоединения, для которого рассматривается УРОВ. Данная величина должна учитывать время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на электромагнит отключения выключателя производится только через него;

$t_{возв.уров}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{ном}$ до нуля не более 0,03 с;

$t_{зап}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с.

Выдержка времени УРОВ обычно принимается равной в секундах из диапазона от 0,20 до 0,30 с.

13 Дистанционная защита распределительных сетей напряжением (6-35) кВ

13.1 Сопротивление на входах дистанционной защиты (ДЗ) при различных видах коротких замыканий

Проанализируем сопротивления на входе ДЗ, установленной в точке 1 при междуфазных металлических повреждениях (рисунок 1-9, а) и однофазных замыканиях (рисунок 1-9, б) в точке К на расстояние l_K от точки 1 [7].

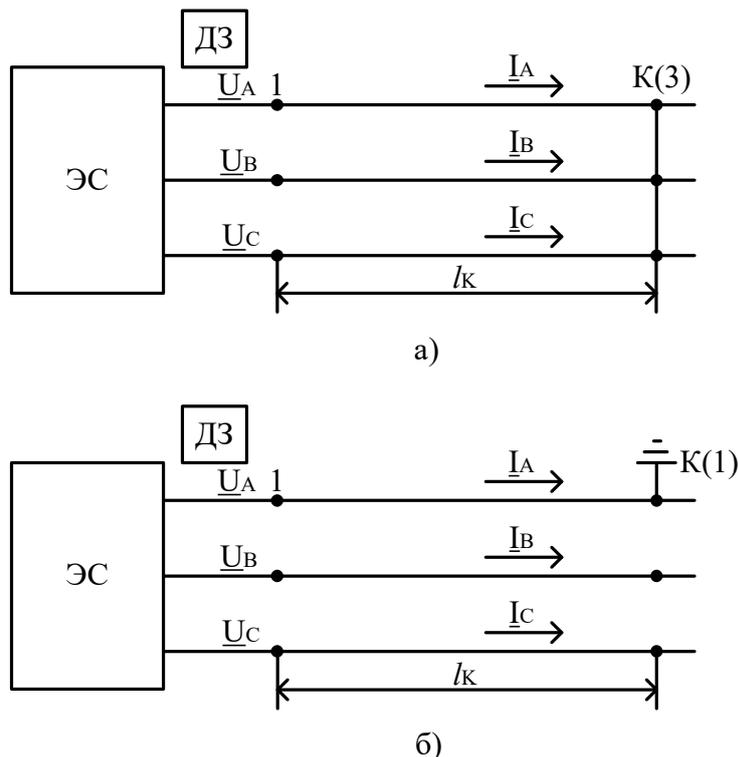


Рисунок 1-9 – Рассматриваемые виды повреждения

Значения сопротивлений на входе ДЗ при металлических КЗ определяются по следующим выражениям

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{AB} &= \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{I}_A - \underline{I}_B} = \frac{\underline{U}_{AB}}{\underline{I}_{AB}}; \\ \underline{Z}_{BC} &= \frac{\underline{U}_B - \underline{U}_C}{\underline{I}_B - \underline{I}_C} = \frac{\underline{U}_{BC}}{\underline{I}_{BC}}; \\ \underline{Z}_{CA} &= \frac{\underline{U}_C - \underline{U}_A}{\underline{I}_C - \underline{I}_A} = \frac{\underline{U}_{CA}}{\underline{I}_{CA}}. \end{aligned} \quad (13-1)$$

Несколько другие по форме соотношения имеют место при однофазных замыканиях на землю.

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{A0} &= \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A - \underline{k}_0 3\underline{I}_0}; \\ \underline{Z}_{B0} &= \frac{\underline{U}_B}{\underline{I}_B - \underline{k}_0 3\underline{I}_0}; \\ \underline{Z}_{C0} &= \frac{\underline{U}_C}{\underline{I}_C - \underline{k}_0 3\underline{I}_0}. \end{aligned} \quad (13-2)$$

где $\underline{k}_0 = \frac{\underline{Z}_{0K} - \underline{Z}_{1K}}{3\underline{Z}_{1K}} = k_r + jk_x$.

13.2 Сопротивление на входах ДЗ при переходном сопротивлении в месте КЗ [7]

13.2.1 Междофазные КЗ

Во многих случаях замыкания фаз между собой или на землю происходит через сопротивление (дугу, опору и т.д.). При этом переходное сопротивление носит активный характер. При наличии переходного сопротивления участок трехфазной цепи становится несимметричным по сопротивлениям отдельных фаз.

При этом анализ сводится к рассмотрению металлического повреждения в симметричной трехфазной цепи, включающей переходные сопротивления. В общем случае при дуговом повреждении получим значение напряжения \underline{U}_{AB} в месте установки ДЗ

$$\begin{aligned} \underline{U}_{AB} &= \underline{I}_{A1} \underline{Z}_{1K} + \underline{I}_{A2} \underline{Z}_{1K} + \underline{I}_0 \underline{Z}_{0K} + (\underline{I}'_{A1} + \underline{I}'_{A2} + \underline{I}'_0) R_{II} - \\ &- [\underline{I}_{B1} \underline{Z}_{1K} + \underline{I}_{B2} \underline{Z}_{1K} + \underline{I}_0 \underline{Z}_{0K} + (\underline{I}'_{A1} + \underline{I}'_{A2} + \underline{I}'_0) R_{II}] = \\ &= (\underline{I}_A - \underline{I}_B) \underline{Z}_{1K} + (\underline{I}'_A - \underline{I}'_B) R_{II}, \end{aligned} \quad (13-3)$$

откуда следует

$$\underline{Z}_{AB} = \underline{Z}_{1K} + \underline{Z}_{II}, \quad (13-4)$$

где $\underline{Z}_{II} = \underline{k}_p R_{II}$; $\underline{k}_p = \frac{\underline{I}'_A - \underline{I}'_B}{\underline{I}_A - \underline{I}_B}$;

\underline{k}_p – комплексный коэффициент распределения токов, учитывающий неоднородность токов в месте КЗ и месте установки защиты.

Для режима одностороннего питания $\underline{k}_p = 1$.

13.2.2 Однофазные замыкания

Эквивалентная петля замера при однофазном замыкании определяется

$$\underline{U}_A = \underline{I}_A \underline{Z}_{1K} + 3\underline{I}_0 (\underline{Z}_{0K} - \underline{Z}_{1K}) / 3 = \underline{I}_A \underline{Z}_{1K} + 3\underline{I}_0 \underline{Z}_E, \quad (13-5)$$

где $\underline{Z}_E = (\underline{Z}_{0K} - \underline{Z}_{1K}) / 3$.

Эквивалентная схема петли замера приведена на рисунке 1-10, а.

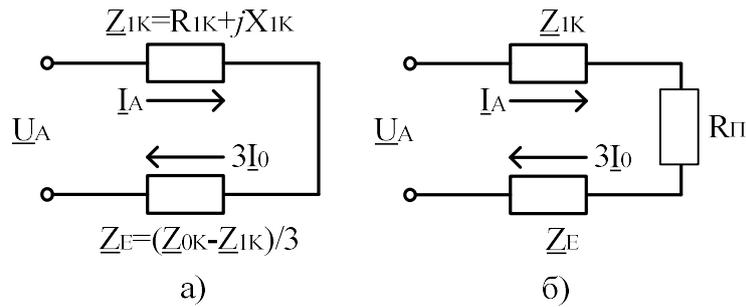


Рисунок 1-10 - Эквивалентные петли замера при однофазном КЗ в случае одностороннего питания: а – металлическое КЗ; б – КЗ через переходное сопротивление

Коэффициент компенсации k_0 при этом равен

$$k_0 = \frac{Z_E}{Z_{1K}} \tag{13-6}$$

Для вычисления комплексного сопротивления Z_{1K} используется метод комплексного коэффициента компенсации k_0 .

При однофазном замыкании в сети с односторонним питанием при наличии переходного сопротивления в месте замыкания справедлива схема, показанная на рис. 1-10, б, для которой справедливо следующее выражение

$$U_A = I_A Z_{1K} + 3I_0 Z_E + R_{\Pi} I_A \tag{13-7}$$

$$\frac{U_A}{I_A + k_0 3I_0} = Z_{1K} + \frac{R_{\Pi} I_A}{I_A + k_0 3I_0} \tag{13-8}$$

Учитывая, что при одностороннем питании $I_A = 3I_0$, можно представить данное выражение в виде

$$Z_{изм} = Z_{1K} + \frac{R_{\Pi}}{1 + k_0} = Z_{1K} + \Delta Z, \tag{13-9}$$

где $Z_{изм}$ – измеряемое сопротивление прямой последовательности; Z_{1K} – действительное сопротивление прямой последовательности; ΔZ – ошибка измерения, вносимая наличием переходного сопротивления.

При наличии переходного сопротивления замеры Z при однофазном замыкании и междуфазном КЗ при одностороннем питании различаются. При однофазном замыкании к сопротивлению линии Z_K добавляется комплексная величина ΔZ .

Вносимые в замер дополнительные составляющие измерения ΔR и ΔX равны

$$\left. \begin{aligned} \Delta R &= \operatorname{Re} \Delta \underline{Z} = \operatorname{Re} \left(\frac{R_{II}}{1 + k_0} \right) \\ \Delta X &= \operatorname{Im} \Delta \underline{Z} = \operatorname{Im} \left(\frac{R_{II}}{1 + k_0} \right) \end{aligned} \right\} \quad (13-10)$$

13.3 Анализ работы дистанционной защиты в распределительных сетях напряжением (6-35) кВ

Наиболее распространенной защитой в распределительных сетях является токовая ступенчатая защита. Тем не менее, дистанционная защита используется в разветвленных распределительных сетях, так как позволяет обеспечивать достаточную селективность и быстродействие.

Применение дистанционной защиты в распределительных сетях имеет ряд особенностей:

- линии с неоднородными сопротивлениями;

Обычно линии состоят из отдельных участков с различными техническими данными: различные сечения проводников и геометрия опор, различные типы кабелей, смешанные участки воздушных и кабельных линий, токоограничивающие реакторы, и т.д.

Различие углов сопротивлений КЗ может быть значительным (например 20° у кабельной линии и 87° - у реактора). В этом случае рекомендуется представить на комплексной плоскости всю линию (рис. 1-11) [8].

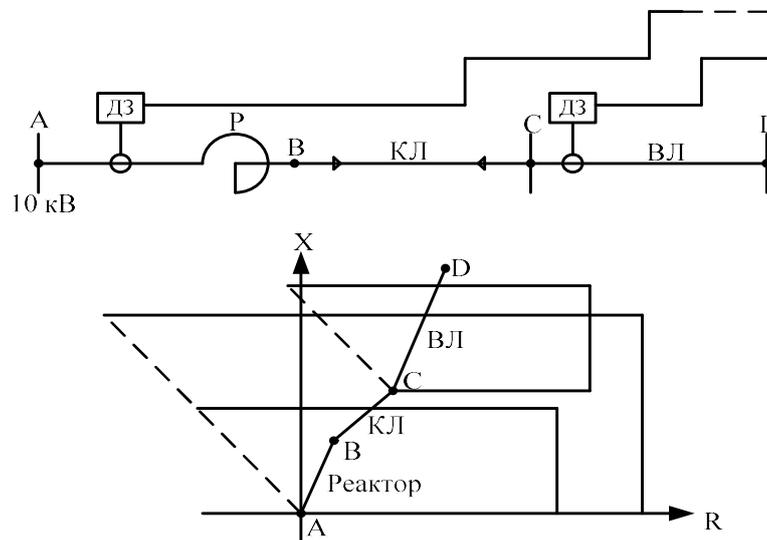


Рисунок 1-11 - Диаграмма сопротивлений участков линии в сети среднего напряжения

Сопротивления воздушных линий можно просто суммировать, т.к. углы полного сопротивления линии равны приблизительно 70° для сечений 95 мм² и выше.

- трансформаторы напряжения на шинах;

Иногда по экономическим соображениям на шинах подстанции в сетях среднего напряжения устанавливается один общий ТН. При отключении ТН дистанционные защиты

на всех фидерах должны быть заблокированы. В этом случае возможно автоматическое переключение на использование токовой защиты.

- разветвленные линии;

Когда линии являются разветвленными, что особенно характерно для сельской местности, точно определить положение точки короткого замыкания по сопротивлению цепи КЗ практически невозможно, и поэтому на диаграмме полных сопротивлений необходимо предоставить «дерево» всей системы.

- распределение подстанций потребителей по линии;

Обычно маломощные трансформаторы потребителей подключаются непосредственно к линии через плавкие предохранители (рисунок 1-12). В этом случае установка первой ступени может соответствовать (85-90%) расстояния между точками А и С, т.к. сопротивление небольших трансформаторов велико по сравнению с полным сопротивлением линии. Соответственно, первая ступень будет срабатывать только при повреждениях в обмотках трансформаторов со стороны ВН.

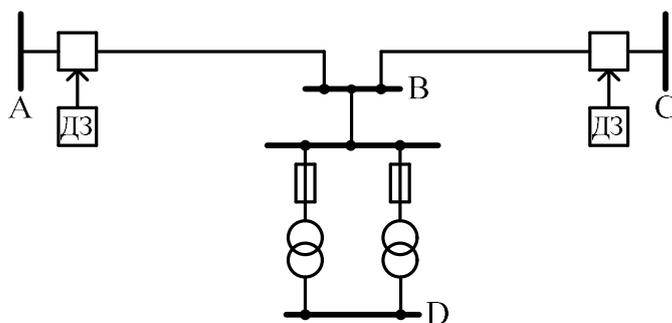


Рисунок 1-12 - Линия с трансформаторной подстанцией

Замыкания в сети низкого напряжения фиксируется второй ступенью со временем (0,3-0,4) с. Этим обеспечивается достаточная степень выдержки времени для того, чтобы дать возможность плавким предохранителям и выключателям со стороны низкого напряжения отключить замыкание. При благоприятных условиях КЗ, близкие к выводам трансформатора, отключаются высоковольтными предохранителями при протекании по ним начального тока КЗ ещё до срабатывания защиты. При более медленном отключении предохранителями повреждений в трансформаторе, сопровождающихся небольшими токами КЗ, считается допустимым отключение линии.

При большей номинальной мощности трансформатора (> 1 МВА) и более длинных линиях, возможно, что сопротивление трансформатора окажется меньше, чем сопротивление участка В-С. В этом случае уставка ступени должна быть соответственно уменьшена и отстроена от реактивного сопротивления трансформатора.

Если у потребителей установлен выключатель с максимальной токовой защитой, то дистанционная защита должна быть с ней согласована (рис. 1-13). Это гарантирует

селективное отключение КЗ в сети потребителя, в то время как питающая линия не отключается.

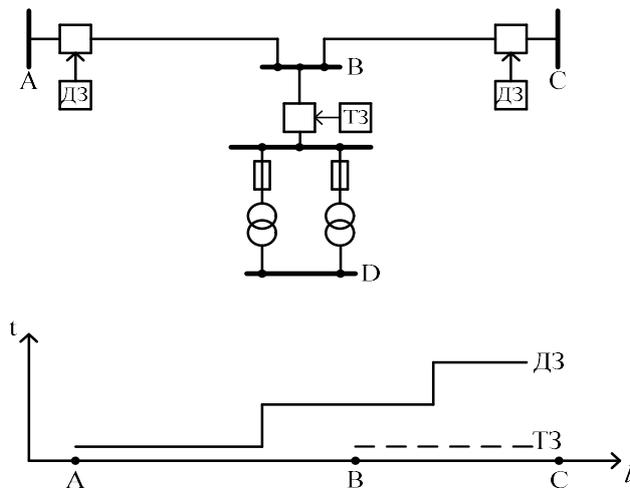


Рисунок 1-13 – Дистанционная защита линий при подключении потребителя собственным выключателем

Если к линии напрямую (без трансформатора) подключена небольшая промышленная сеть, то, возможно, потребуются, большие выдержки времени (рисунок 1-14). Для того, чтобы при КЗ в кольцевой кабельной сети сохранить частично питание потребителей, выключатель Е должен без выдержки времени разделить кольцо на две радиальных линии. Выдержки времени максимальных токовых защит на выключателях В2 и В3 соответственно должны быть увеличены на одну ступень и составлять 0,5 с. Защита, установленная на выключателе В1 потребителя, должна иметь III ступень с выдержкой времени 0,9 с. Тогда вторая ступень дистанционной защиты ДЗ (на ПС А) должна иметь выдержку времени приблизительно 1,3 с.

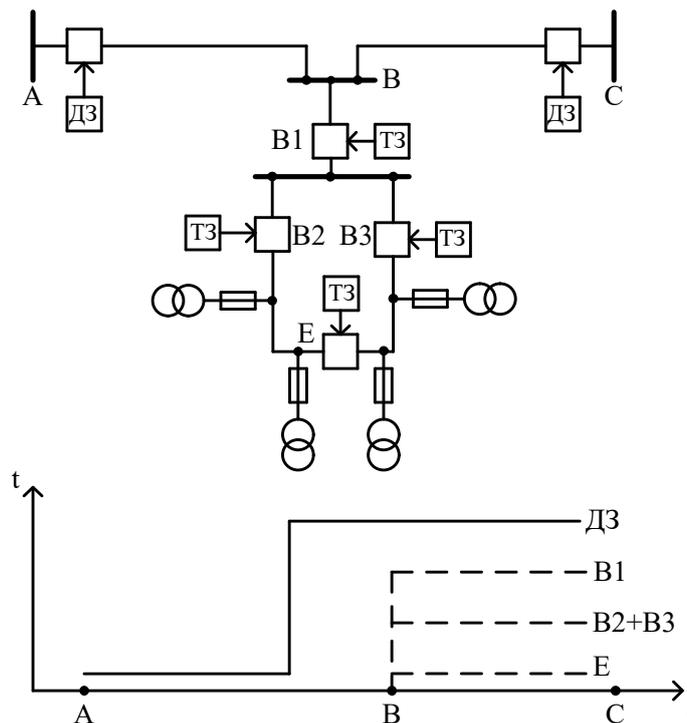


Рисунок 1-14 – Дистанционная защита линий при подключении к линии промышленной сети

- промежуточные источники питания;

В сетях среднего напряжения промежуточные источники питания всегда имеют большое значение. Небольшие электростанции в большинстве случаев подключаются непосредственно к линии. При достаточной их мощности (по отношению к мощности КЗ) может появиться необходимость подпитки при выборе уставок защиты. При применении АПВ должно быть обеспечено отключение промежуточного источника на время существования замыкания на линии. Если же источник не будет отключен, и ток в месте КЗ останется выше порогового значения тока горения дуги, погасание дуги вовремя бестоковой паузы АПВ не произойдет.

- проблемы пуска резервной защиты;

При отказе срабатывания защиты или выключателя на линии возникает установка на шинах источника питания ступенчатой защиты с выдержкой времени для выполнения ею функции резервной. Максимальная токовая защита (токовый пуск) на шинах источника питания должна иметь уставку, которая будет выше, чем максимальный допустимый ток перегрузки трансформатора (обычно $1,3 \cdot 2 \cdot I_{ном}$), и поэтому может оказаться недостаточно чувствительной. Сложная ситуация может сложиться, если замыкание значительно удалено или произошло на линии с малым поперечным сечением провода. В обоих случаях ток КЗ значительно ограничен и напряжение снижается незначительно, особенно, если номинальная мощность трансформатора велика. Это означает, что использование реле с комбинированным пуском также не решает эту проблему. Использование реле с направленным пуском или с пуском по сопротивлению, которое дополнительно оценивает угол тока КЗ, обычно позволяет решить эту проблему. Для медных проводов угол тока короткого замыкания больше 60° при сечении провода 95 мм^2 и больше (для алюминиевых проводов угол более 45°). Однако угол сопротивления поврежденной линии не является абсолютно определяющим, т.к. токи нагрузки других линий накладываются на измеряемый ток. В этом случае угол тока КЗ снижается из-за передачи по линиям активной мощности ($0,5 \cdot S_{ном \text{ тр-ра}}$) с 62° до 51° . При уставке 40° срабатывание будет надежно обеспечено. Если вся нагрузка трансформатора является активной и равна номинальной, то угол снижается до 35° , что ниже, чем значение уставки.

Необходимо заметить, что направленный пуск или пуск по сопротивлению позволяют расширить область действия защиты в случае больших углов, характерных для линий сверхвысокого напряжения (70° и больше). Для линий среднего напряжения это не характерно, за исключением медных и алюминиевых проводов с большим поперечным сечением. Из-за влияния токов нагрузки чувствительность значительно снижается.

- многократное АПВ;

В сетях среднего напряжения около 60-70% всех КЗ исчезает за время бестоковой паузы АПВ, соответствующей примерно 0,3-0,5 с.

В большинстве случаев после неуспешного первого АПВ производится повторное АПВ с большим временем паузы (порядка нескольких секунд) замедленное АПВ и ускоренное АПВ в сельской местности. Таким образом, может быть отключено 40% замыкания после неуспешного АПВ.

В цифровых дистанционных реле могут быть установлены различные характеристики полного охвата для циклов замедленного и ускоренного АПВ. Отключение первоначального замыкания обычно достигается ступенью с излишним охватом без выдержки времени. Уставки, используемые в последующих циклах АПВ, могут отличаться от тех, которые были в предшествующем первому циклу режиме или устанавливаются уставки, соответствующие обычным ступенчатым характеристикам. Таким образом, достигается селективность итогового отключения, если замыкание находится на смежных линиях. Однако, замыкания близкие к удаленному концу своего участка, также будут устраняться с большой выдержкой времени.

- АПВ на секциях линии;

На линиях, которые состоят из воздушных и кабельных секций, АПВ должно производиться только, если замыкание находится на воздушной линии.

При использовании цифровых реле это достигается с помощью перекрытия зон действия двух ступеней разными уставками.

13.4 Дистанционная защита в сетях с компенсированной или изолированной нейтралью [8]

Большое сопротивление заземления нейтральной точки требует особого учета при использовании дистанционной защиты для работы при замыканиях на землю.

13.4.1 Двойные замыкания на землю

Из-за повышения фазного напряжения здоровых фаз в $\sqrt{3}$ раз во всей сети могут возникнуть двойные замыкания на землю. В итоге возникает ситуация, аналогичная двухфазному замыканию, однако, ток от одного места замыкания до другого протекает по земле. Второе замыкание может находиться в любом другом месте гальванически связанной системы, в зависимости от того, где расположена точка с наиболее ослабленной изоляцией.

Вероятность двойного замыкания повышается при увеличении размеров сети. В том случае, когда две точки замыкания расположены в непосредственной близости друг от друга, значения токов будут иметь тот же порядок, что из значения токов двухфазных КЗ. В то же самое время, если замыкания удалены друг от друга, то ток замыкания может быть ниже номинального.

Стратегия защиты от двойных замыканий заключается в том, что одно из замыканий отключается для того, чтобы второе могло самоустраниться так же, как это происходит при

однофазном замыкании, или могло быть отключено вручную после успешного обнаружения.

13.4.2 Дистанционные измерения при двойных замыканиях на землю

Контур замыкания состоит из внутреннего участка сети, расположенного между двумя точками замыкания, и нескольких внешних прилегающих участков, расположенных между источниками питания и ближайшими к ним точками замыкания. Это представлено на рис. 1-15 для линии с односторонним питанием.

Ток замыкания определяется линейной ЭДС (на рис.: $\underline{E}_B - \underline{E}_C$), имеет фазное соотношение такое же, как и при двухфазном КЗ. Благодаря соединению с землей измерения можно проводить в трех контурах: междуфазный контур, а также контуры «фаза-земля» отстающей и опережающей фаз.

На участке между двумя точками замыкания при проведении измерений в контуре фаза-земля полное сопротивление до точки замыкания определяется правильно.

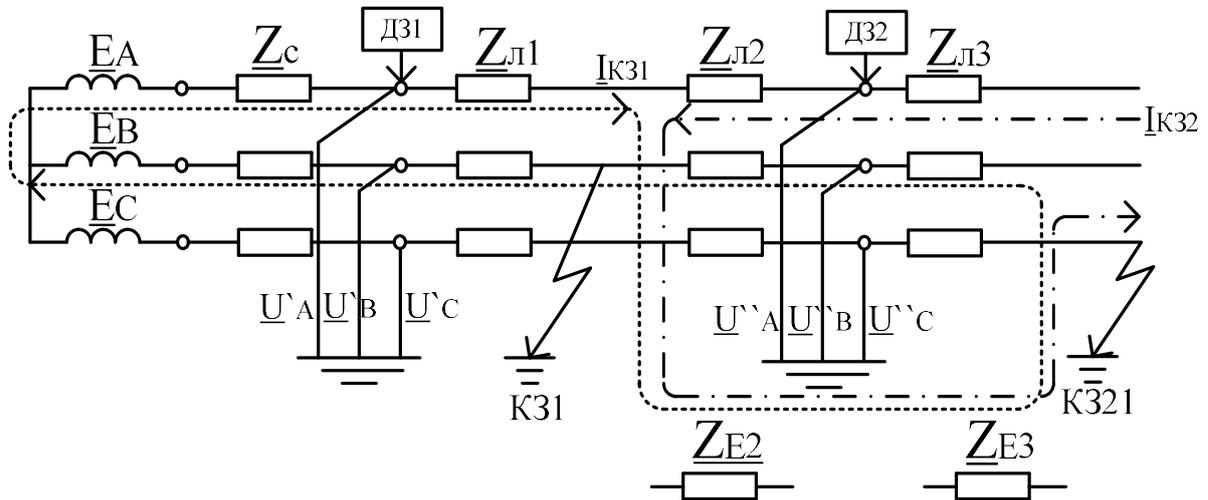


Рисунок 1-15 – Двойное замыкание на землю, распределение токов и напряжений

Для реле ДЗ2

$$\underline{Z}_B'' = \frac{\underline{U}_B''}{\underline{I}_B'' - k_0 \cdot 3\underline{I}_0''} = -\underline{Z}_{Л2} \quad (13-11)$$

где $k_0 = \frac{\underline{Z}_{E2}}{\underline{Z}_{Л2}}$.

$$\underline{Z}_C'' = \frac{\underline{U}_C''}{\underline{I}_C'' - k_1 \cdot \underline{I}_C''} = \underline{Z}_{Л3} \quad (13-12)$$

где $k_1 = \frac{\underline{Z}_{E3}}{\underline{Z}_{Л3}}$.

Измерения в контуре фаза-фаза на участке между двумя точками замыкания дают неверный результат, т.к. фазные токи здесь относятся к разным контурам замыканий.

Для реле Д31, расположенного на шинах источника питания, получаем:

$$\underline{Z}'_B = \frac{\underline{U}'_B}{\underline{I}'_B - \underline{k}_0 \cdot 3\underline{I}'_0} = -\underline{Z}_{Л1} \quad (13-13)$$

$$\underline{Z}'_C = \frac{\underline{U}'_C}{\underline{I}'_C - \underline{k}_0 \cdot \underline{I}'_C} = \underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + (\underline{Z}_{Е2} + \underline{Z}_{Е3}) \cdot \left(1 + \frac{\underline{I}_{К32}}{\underline{I}_{К31}}\right) \quad (13-14)$$

$$\underline{Z}'_{B-C} = \frac{\underline{U}'_B - \underline{U}'_C}{\underline{I}'_B - \underline{I}'_C} = \underline{Z}_{Л1} + \frac{\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}{2} + \frac{\underline{Z}_{Е2} + \underline{Z}_{Е3}}{2} \left(1 + \frac{\underline{I}_{К32}}{\underline{I}_{К31}}\right) \quad (13-15)$$

Правильное значение сопротивления получается только при проведении измерений в контуре В-земля, в результате которых определяется значение полного сопротивления до ближайшей точки замыкания. Сопротивление, полученное в результате измерений в контуре С-земля, получается слишком большим из-за падения напряжения при протекании тока в земле.

13.5 Особенности ДЗ на терминалах БЭ2502А10ХХ

Дистанционная защита содержит [9]:

- три ступени от междуфазных КЗ,
- две ступени от двойных КЗ на землю
- дополнительный ненаправленный измерительный орган сопротивления (ИОС);
- блокировку при качаниях (пуск по току) (БК);
- блокировку при неисправностях в цепях напряжения (БНН);
- орган выявления вида короткого замыкания;
- цепи логики.

Первая, вторая и третья ступени ДЗ от междуфазных КЗ содержат по три ИОС, реагирующие на междуфазные КЗ и включенные на разности фазных токов ($\underline{I}_A - \underline{I}_B$, $\underline{I}_B - \underline{I}_C$, $\underline{I}_C - \underline{I}_A$) и соответствующие междуфазные напряжения (\underline{U}_{AB} , \underline{U}_{BC} , \underline{U}_{CA}).

Первая и вторая ступени ДЗ содержат по три ИОС, реагирующие на двойные КЗ на землю и включенные на фазные напряжения (\underline{U}_{A0} , \underline{U}_{B0} , \underline{U}_{C0}) и соответствующие фазные токи (\underline{I}_A , \underline{I}_B , \underline{I}_C), с учетом компенсации вычисляемого тока нулевой последовательности линии ($3\underline{I}_0$) в соответствии с выражением для расчета сопротивления на входе ИО

$$\underline{Z}'_\phi = \frac{\underline{U}'_\phi}{\underline{I}'_\phi + \underline{k}_1 3\underline{I}'_0} \quad (13-16)$$

где ϕ – фаза А, В, С;

\underline{k}_1 - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии, определяется

$$\underline{k}_1 = \frac{\underline{Z}_{0y\partial} - \underline{Z}_{1y\partial}}{3\underline{Z}_{1y\partial}} \quad (13-17)$$

где $\underline{Z}_{0y\partial}$, $\underline{Z}_{1y\partial}$ - комплексные удельные сопротивления линии нулевой и прямой последовательностей, соответственно (Ом/км).

С учетом раздельного задания уставок ИО сопротивления по осям активных и реактивных сопротивлений выражения для расчета сопротивления на входе ИО приобретают вид

$$X_\phi = \frac{U_\phi}{I_\phi + k_{1X} KK_X 3I_0} \quad (13-18)$$

$$R_\phi = \frac{U_\phi}{I_\phi + k_{1R} KK_R 3I_0} \quad (13-19)$$

где ϕ – фаза А, В, С;

k_{1X} - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии по оси X без учета корректирующего множителя KK_X , определяется

$$k_{1X} = \frac{X_{0y\partial} - X_{1y\partial}}{3X_{1y\partial}} \quad (13-20)$$

KK_X - корректирующий множитель коэффициента компенсации тока $3I_0$ по X ($KK_X=1$),

k_{1R} - коэффициент компенсации тока нулевой последовательности линии по оси R без учета корректирующего множителя KK_R , KK_R определяется

$$k_{1R} = \frac{R_{0y\partial} - R_{1y\partial}}{3R_{1y\partial}} \quad (13-21)$$

KK_R - корректирующий множитель коэффициента компенсации тока $3I_0$ по R ($KK_R=1$),

$X_{0y\partial}$, $X_{1y\partial}$, $R_{0y\partial}$, $R_{1y\partial}$ - удельные сопротивления линии нулевой и прямой последовательностей и взаимоиנדукции с параллельной линией, соответственно (Ом/км).

13.5.1 Измерительный орган сопротивления ДЗ

Характеристика срабатывания каждого ИОС (рисунок 1-16) представляет собой многоугольник, верхняя сторона которого параллельна оси R и пересекает ось X в точке с координатой $X_{уст}$, правая сторона имеет угол наклона ϕ_1 , относительно луча +R оси R и пересекает её в точке с координатой $R_{уст}$ ($X_{уст}$ и $R_{уст}$ – уставки соответствующей ступени по реактивному и активному сопротивлениям). Характеристики ИОС направленных ступеней ограничены с помощью двух отрезков, исходящих из начала координат и расположенных во втором и четвертом квадрантах, причем направленность определяется углами наклона

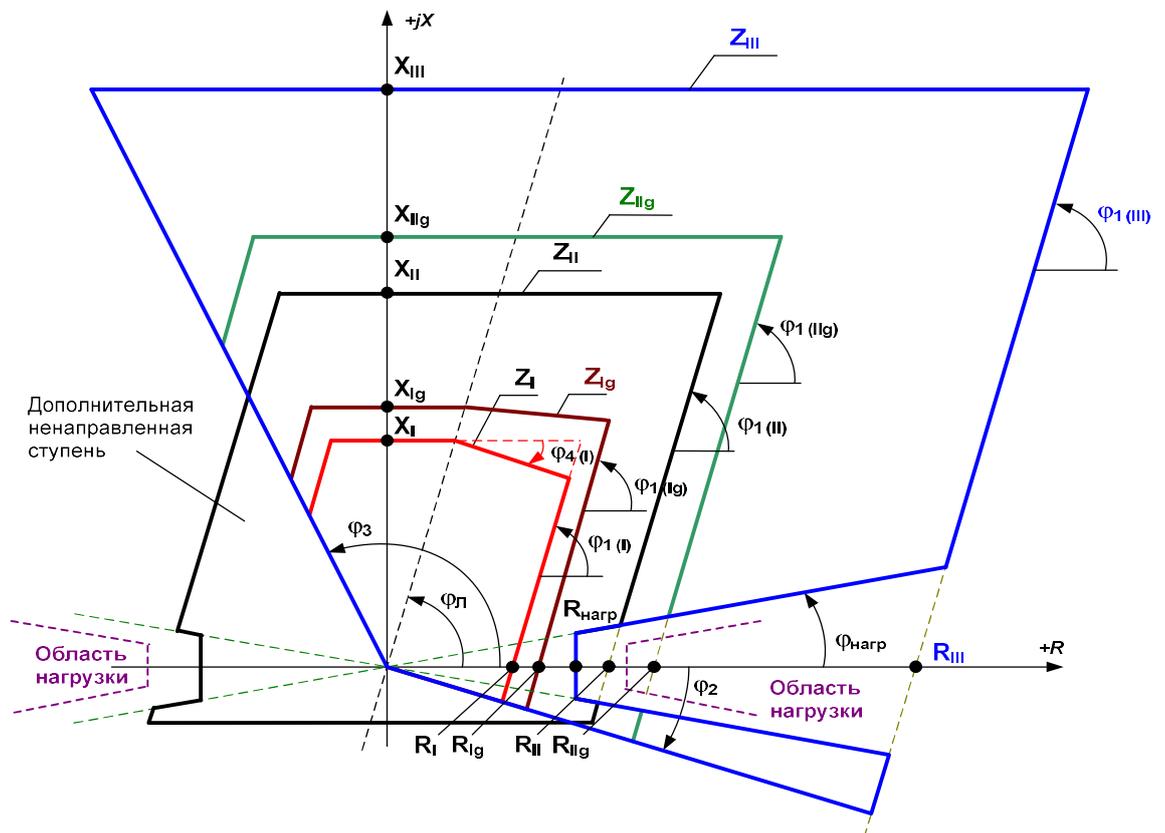
этих отрезков относительно оси R : соответственно, φ_3 и φ_2 . Отсчет всех углов производится от оси R против часовой стрелки. Для характеристики ИОС первой ступени дополнительно существует область, вырезаемая углом φ_4 . Это позволяет предотвратить срабатывание ступени из-за снижения замера сопротивления КЗ вследствие отклонения угла и в случае КЗ на линии с двухсторонним питанием. Для характеристик всех ступеней предусмотрен общий вырез области сопротивления нагрузки с параметрами $R_{нагр}$ и $\varphi_{нагр}$.

Диапазон изменения параметров, определяющих форму характеристик ИОС направленных ступеней ДЗ, приведен в таблице 1.2 [9].

Таблица 1.2

Ступени	Диапазон изменения параметров					
	$R_{уст,}$ (Ом на фазу)	$X_{уст,}$ (Ом на фазу)	$\varphi_1, ^\circ$	$\varphi_2, ^\circ$	$\varphi_3, ^\circ$	$\varphi_4, ^\circ$
Iфф	0,2 ÷ 100 ($I_{НОМ} = 5 \text{ A}$) 1 ÷ 500 ($I_{НОМ} = 1 \text{ A}$)	0,2 ÷ 100 ($I_{НОМ} = 5 \text{ A}$) 1 ÷ 500 ($I_{НОМ} = 1 \text{ A}$)	1 ÷ 89	- 89 ÷ 0	91 ÷ 179	- 45 ÷ 0
Iфз						-
IIфф						
IIфз						
IIIфф						

Характеристика ИОС дополнительной ненаправленной ступени имеет форму параллелограмма, смещенного в третий квадрант на величину не более $0,15X_{уст,}$ а ее уставки по R , X и φ_1 совпадают с аналогичными для ИОС направленной второй ступени.



Редакция от 18.03.2025

Рисунок 1-16 - Характеристики ИОС ДЗ

13.6 Расчёт уставок дистанционной защиты распределительных сетей

Рассматриваются расчёты дистанционных защит только для одиночных линий с односторонним питанием напряжением до (6-35) кВ, имеющих ответвления без источников питания (рисунок 1-17). Защита 2 установлена в предположении, что в ремонтном режиме или после АВР возможно питание со стороны подстанции Б.

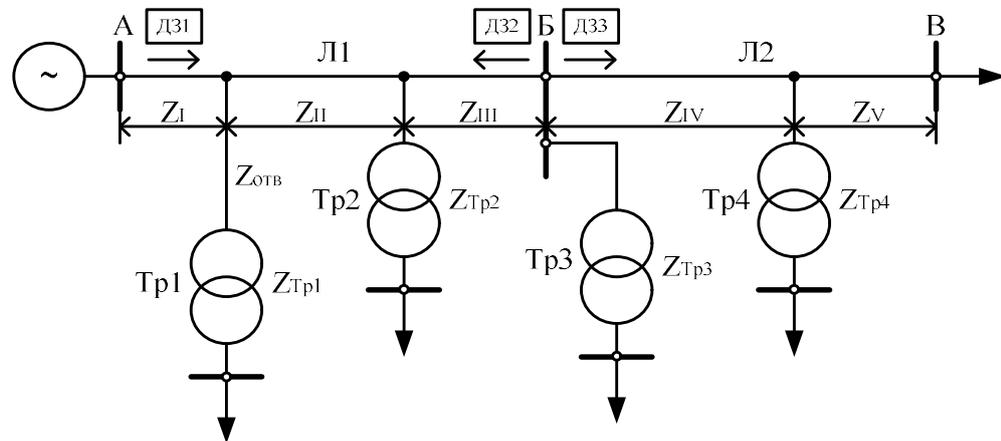


Рисунок 1-17 - Схема линии с ответвлениями

Расчет ДЗ заключается в определении сопротивлений срабатывания, выдержек времени и чувствительности каждой из ступеней защиты и пусковых органов, а также органов срабатывания, чувствительности и типа устройства блокировки защиты при качаниях.

Первая ступень дистанционной защиты [1].

Первичные сопротивления рассчитываются для металлических КЗ по следующим условиям (для Л1, рисунок 1-17)

а) по условиям отстройки от КЗ, за трансформатором ответвлений

$$Z_{с.з.1}^I \leq 0,85(Z_I + Z_{отв} + Z_{Тр1мин}); \quad (13-22)$$

$$Z_{с.з.1}^I \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{Тр2мин}), \quad (13-23)$$

где $Z_{Тр1мин}$ определяется

$$Z_{Трмин} = \frac{u_{к.мин} U_{мин.ВН}^2}{100S_{ном.тр}} = \frac{u_{к.мин} [U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100S_{ном.тр}} \quad (13-24)$$

б) по условию отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии (подстанция Б),

$$Z_{с.з.1}^I \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III}). \quad (13-25)$$

Сопротивление срабатывания $Z_{с.з.1}^I$ принимается равным меньшему из полученных значений по этим условиям.

При большой мощности трансформатора на ответвлении, расположенном вблизи места установки защиты, условия (13-22) и (13-23) могут явиться определяющими, т.е. потребовать уменьшения сопротивления первой ступени. Это возможно, если

$$Z_{\text{Трмин}} < Z'_{\text{Л}} \quad (13-26)$$

где $Z_{\text{Л}}$ – длина участка линии от места подключения трансформатора на ответвлении до шин противоположной подстанции.

Вторая ступень дистанционной защиты [1].

Первичные сопротивления срабатывания определяются по следующим выражениям (для линии Л1, рис. 1-17):

а) по условиям отстройки от КЗ за трансформаторами ответвлений – по выражениям (1-77) и (1-78);

б) по условию согласования с первой ступенью ДЗ предыдущего участка (защита 3, рис. 1-17)

$$Z''_{\text{с.з.1}} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III}) + 0,78Z^I_{\text{с.з.3}}; \quad (13-27)$$

в) по условию отстройки от КЗ за трансформатором противоположной подстанции (подстанции Б, рис. 3-17)

$$Z''_{\text{с.з.1}} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III} + Z_{\text{Трзмин}}), \quad (13-28)$$

где $Z_{\text{Трзмин}}$ определяется по формуле (13-24);

г) по условию согласования чувствительности с предыдущими защитами других типов. Если предыдущая линия (Л2, рис. 1-17), трансформаторы на ответвлениях или трансформаторы противоположной подстанции защищаются токовыми отсечками, $Z''_{\text{с.з.}}$ может выбираться по условию согласования чувствительности с соответствующей токовой отсечкой

$$Z''_{\text{с.з.1}} \leq 0,85(Z_{\text{Л}} + Z_{\text{расч}}), \quad (13-29)$$

где $Z_{\text{Л}}$ – сопротивление участка от места установки ДЗ1 до места установки отсечки с которой производится согласование;

$Z_{\text{расч}}$ – сопротивление зоны, надежно охватываемой отсечкой, с которой производится согласование, в расчетных условиях (при двухфазном КЗ в минимальном режиме).

Если предыдущая линия (Л2, рисунок 1-17) защищается комбинированной отсечкой по току и напряжению без выдержки времени, то последующая ДЗ согласовывается отдельно с токовым органом и органом напряжения отсечки. Для согласования с токовым органом $Z_{\text{расч}}$ в выражении (1-84) определяется так же, как зона действия токовых отсечек. Для согласования с органом напряжения $Z_{\text{расч}}$ из формулы (1-84) определяется

$$Z_{расч} = Z_{с.э} \frac{U'_{*с.э.}}{1 - U'_{*с.э.}}, \quad (13-30)$$

где $Z_{с.э.}$ – наименьшее сопротивление системы (включая линию и трансформатор) до места установки трансформатора напряжения, от которого питается пусковой орган напряжения максимальной токовой защиты, с которой производится согласование;

$U'_{*с.э.}$ – напряжение срабатывания этого органа, уменьшенное для надежности в $k_H = 1,1 \div 1,2$ раза;

т.е. при трехфазном металлическом КЗ, поскольку за время действия мгновенной отсечки сопротивление дуги в месте КЗ не должно достигнуть существенных размеров. Принимается меньшее из полученных по формуле (13-15) сопротивлений срабатывания $Z''_{с.э.}$.

Если предыдущий элемент защищается максимальной токовой защитой с пусковым органом минимального напряжения и с выдержкой времени, то согласование последующей дистанционной защиты должна производиться отдельно с токовым органом и с органом напряжения предыдущей защиты, причем согласование с органом напряжения – с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ, поскольку при КЗ через активное переходное сопротивление зона действия ($Z_{расч}$) предыдущего органа напряжения сокращается по сравнению со случаем металлического КЗ в той же точке. Расчет производится следующим образом:

а) определяется $Z_{расч.мет}$ по формуле (1-85) и вычисляется $Z''_{с.э.мет}$ с помощью выражения (1-84), чем обеспечивается согласование защит при металлическом КЗ;

б) вычисляется $Z''_{с.э.}$ с учетом влияния активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ

$$Z_{с.э.} \leq Z_{с.э.мет} \cdot k_{сопр}; \quad (13-31)$$

где $k_{сопр} < 1$ – коэффициент, учитывающий сокращение зоны действия органа минимального напряжения предыдущей защиты при наличии электрической дуги в месте КЗ, определяется по расчетным кривым (рисунок 1-18) в зависимости от напряжения срабатывания $U_{*с.э.}$ этого органа минимального напряжения, выраженного в долях от соответствующего номинального междуфазного напряжения.

Кривые на рисунке 1-18 приведены для двух значений сопротивлений электрической дуги, которые определяются падением напряжения на электрической дуге: $\Delta U_r = 0,3U_{мф}$ и $\Delta U_r = 0,4U_{мф}$. В расчетах следует учитывать возможность наибольшего сопротивления дуги.

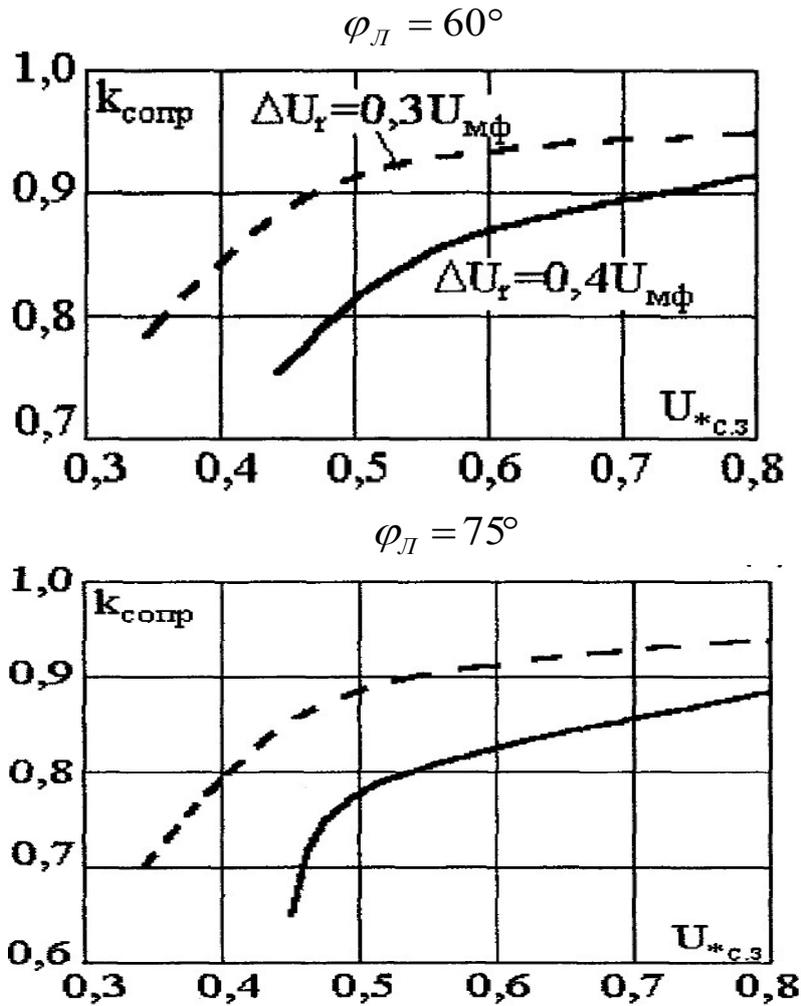


Рисунок 1-18 – Кривые $k_{\text{сопр}} = f(U_{*c.3}; \Delta U_r; \varphi_L)$

Согласование с токовым органом предыдущей максимальной токовой защиты производится так же, как с максимальной защитой без пуска по напряжению – по (13-29).

Коэффициент чувствительности второй ступени при металлическом КЗ в конце защищаемого участка (линии Л1 на рисунке 1-17)

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z''_{\text{с.з.}}}{Z_{\text{Л1}}} \quad (13-32)$$

При наличии третьей ступени защиты необходимо обеспечить $k^{\text{II}}_{\text{ч}} \approx 1,25$; при отсутствии третьей ступени - $k^{\text{II}}_{\text{ч}} \approx 1,5$ [2]. Подключение относительно мощных трансформаторов на ответвлении к ВЛ 35 кВ может вызвать сокращение второй зоны защиты и снижение $k^{\text{II}}_{\text{ч}}$ ниже требуемого. Если коэффициент чувствительности соответствует указанным требованиям, то при условии выполнения согласования с быстродействующими защитами предыдущих участков время срабатывания для второй ступени $t^{\text{II}}_{\text{с.з.}} = 0,4 \div 0,5$ с.

Увеличение $t_{с.з.}^{II}$ может потребоваться при необходимости согласования со второй ступенью защиты предыдущего участка (если сопротивление этого участка составляет менее 60% рассматриваемого, последующего, участка). Тогда в соответствии с рисунком 1-17 $t_{с.з.1}^{II} = t_{с.з.3}^{II} + \Delta t$. Увеличение $t_{с.з.}^{II}$ может потребоваться и по условию согласования с временем перегорания предохранителей трансформаторов ответвлений, тогда

$$t_{с.з.1}^{II} = (t_{пл} + t_{гор}) + \Delta t \quad (13-33)$$

При выполнении на линии устройства АПВ допускается в выражении (1-74) не учитывать время горения дуги в предохранителе.

Третья ступень дистанционной защиты.

Сопротивление срабатывания выбирается из условия несрабатывания (отстройки) при минимальном сопротивлении $Z_{сзп}$ в режиме самозапуска нагрузки

$$Z_{с.з.}^{III} \leq \frac{U_{с.мин.мф}}{\sqrt{3} \cdot k_{сзп} \cdot k_n \cdot k_\epsilon \cdot I_{раб.макс}}, \quad (13-34)$$

где $U_{с.мин.мф}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты в условии самозапуска двигателей, должно определяться расчетом, ориентировочно может быть принято равным $(0,8 \div 0,9)U_{раб.мин}$;

$k_{сзп}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при самозапуске электродвигателей, ориентировочно может быть принято равным $1,5 \div 2$ в зависимости от конкретных условий и должен уточняться расчетом;

$I_{раб.макс}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии;

k_n – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

k_ϵ – коэффициент возврата.

Однако выбранное по выражению (1-89) сопротивление $Z_{с.з.}^{III}$, может быть, придется уменьшить по условию согласования с предыдущими защитами линий или трансформаторов. Согласование с последними производится в тех случаях, когда при выбранном по формуле (1-89) $Z_{с.з.}^{III}$ защита может действовать при КЗ за трансформаторами на ответвлениях или на противоположных подстанциях. Условия согласования такие же, как для второй ступени.

Время срабатывания третьей ступени принимается на ступень Δt больше времени срабатывания третьей ступени предыдущей дистанционной или максимальной защиты, или на ступень Δt больше времени срабатывания второй ступени предыдущей дистанционной защиты при условии согласования с ней сопротивления срабатывания по выражению (1-82).

Коэффициент чувствительности определяется так же, как для второй ступени. Для основного участка необходимо обеспечить $k_{IIч} \geq 1,5$, для резервной зоны - $k_{IIч} \geq 1,2$. Повреждения за трансформатором небольшой мощности обычно не удается резервировать, что допускается ПУЭ [2].

Расчёт уставки по реактивному сопротивлению

Переход от полных сопротивлений срабатывания ступеней ДЗ к реактивному значению производится следующим образом

- первая и вторая ступень

$$X_{уст} = Z_{уст} \sin \varphi_{л}, \quad (13-35)$$

где $Z_{уст}$ – полное сопротивление срабатывания соответствующей ступени, Ом;

$\varphi_{л}$ – угол защищаемой линии.

- третья ступень

$$X_{уст} = Z_{уст} \sin \varphi_{нагр}, \quad (13-36)$$

где $Z_{уст}$ – полное сопротивление срабатывания третьей ступени, Ом;

$\varphi_{нагр}$ – угол нагрузки.

Угол нагрузки определяются

$$\operatorname{tg} \varphi_{нагр} = \frac{Q_{нагр}}{P_{нагр}} \quad (13-37)$$

Расчёт уставки по активному сопротивлению [10]

Уставку по активному сопротивлению $R_{уст}$ необходимо рассчитывать для случая неметаллического КЗ, когда к сопротивлению защищаемого участка добавляется переходное сопротивление.

При междуфазном замыкании переходным сопротивлением является практически активное сопротивление электрической дуги.

Уставку по активному сопротивлению $R_{уст}$ рассчитывают

$$R_{уст} = 1,25(R_{д} / 2 + Z_{уст} \cos \varphi_{л}), \quad (13-38)$$

где $R_{д}$ – сопротивление дуги, Ом;

$Z_{уст}$ – полное сопротивление срабатывания соответствующей ступени, Ом;

$\varphi_{л}$ – угол защищаемой линии.

Оценку активного сопротивления электрической дуги можно произвести следующим образом.

На основании рекомендаций, приведенных в [11] принимаем напряженность электрического поля дуги постоянной и равной 1050 В/м.

С учетом этого сопротивление электрической дуги $R_{д}$, соответствующее КЗ в конце защищаемого участка, можно оценить [10]

$$R_{д} = \frac{2l_{д} \cdot (Z_{с} + Z_{уст})}{\frac{U_{л}}{1050} - l_{д}}, \quad (13-39)$$

где $l_{д}$ – длина дуги, м;

$Z_{с}$ – полное сопротивление системы «за спиной», Ом;

$Z_{уст}$ – полное сопротивление срабатывания соответствующей ступени, Ом;

U_n – действующее значение линейного напряжения системы, В.

Сопротивление дуги R_d с приближением места КЗ к источнику питания уменьшается.

Длина дуги изменяется во времени и через 0,5 - 1 с после возникновения может превысить расстояние между фазными проводами:

- в 2 раза – в безветренную погоду;
- в 3 - 4 раза – при небольшом ветре;
- в 8 - 10 раз – при сильном ветре.

Для первой ступени ДЗ время срабатывания $t' \approx 0$ с. Длину дуги l_d при расчёте $R_{уст}$ первой ступени рекомендуется принимать равной расстоянию между проводами фаз.

При расчёте $R_{уст}$ второй ступени длину дуги l_d рекомендуется принимать, равной от 3 до 5 расстояний между проводами фаз.

При расчёте $R_{уст}$ третьей ступени длину дуги l_d рекомендуется принимать равной от 7 до 10 расстояний между проводами фаз.

Отстройка от нагрузочного режима

Уставки реле сопротивления 3-й ступени (используемой для выполнения функций дальнего резервирования) при выполнении ее как дистанционной также определяются по [12] по условиям обеспечения нормированного ПУЭ коэффициента чувствительности 1,2 при замыканиях в конце зоны резервирования и отстройки от минимального сопротивления в условиях самозапуска двигателей. Для упрощения такой отстройки рекомендуются традиционные способы: увеличение угла максимальной чувствительности до величины, большей угла сопротивления линии; использование возможности отстройки по углу путем применения выреза части характеристики. В последнем случае угол наклона прямой, обеспечивающей вырез, должен выбираться так же, как это делается у реле третьей ступени защиты ШДЭ-2801 [1, 4]

$$\varphi_{отстройки} \geq \varphi_{нагр} + \varphi_{доп}, \quad (13-40)$$

где $\varphi_{нагр}$ – угол сопротивления нагрузки в месте установки защиты;

$\varphi_{доп}$ – дополнительный угол, принимаемый равным 12 градусам для учета погрешностей характеристики, погрешностей ТТ и ТН.

Вырез части характеристики не должен ограничивать возможности работы ступени при металлических замыканиях на самой линии:

$$\varphi_{отстройки} \leq \varphi_{линии}, \text{ или } \operatorname{tg}(\varphi_{отстройки}) \leq X_{линии} / R_{линии}.$$

Естественно, что отстройка по углу эффективна на передающем конце линии с двусторонним питанием и неэффективна на приемном конце.

Кроме того, при применении выреза следует определить параметр $R_{выреза}$. Расчетное выражение:

$$R_{выреза} \leq R_{самозапуска} \quad (13-41)$$

Углы наклона характеристик ДЗ

Правая сторона характеристики РС, положение которой определяется уставками R_N ($R_{N(3)}$) и $\varphi_{1(N)}$ ($\varphi_{1(3)}$), предназначена для обеспечения срабатывания РС при КЗ через переходное сопротивление в месте КЗ.

Углы наклона первой, второй и третьей ступеней φ_1 берутся равным $\varphi_{л}$.

Углы наклона нижней левой части характеристики срабатывания φ_3 может быть принят равным 115° .

Угол наклона нижней правой части характеристик φ_2 реле сопротивления должен выбираться из условия охвата всех возможных сопротивлений в месте КЗ в начале линии электропередачи и берутся равным минус 5° относительно оси R [13].

Наклон верхней правой части характеристики φ_4 реле сопротивления используется только для первых ступеней дистанционной защиты, работающих без выдержек времени. Он необходим для отстройки от КЗ в конце зоны работы первой ступени и берется равным 5° относительно оси R [13].

13.6.1 Выбор уставок срабатывания первой и второй ступени ДЗ при двойных замыканиях на землю

Расчёт уставок срабатывания первой и второй ступени от двойных замыканий на землю производится аналогично, как и для междуфазных КЗ.

Однако величины срабатывания данных ступеней защиты будут пересчитываться с учетом коэффициента компенсации по выражениям (13-18) и (13-19).

Уставки пускового органа ДЗ [14]

В терминале БЭ2502А10ХХ применен пуск току и напряжению.

Необходим выбор трех уставок пускового органа:

$U_{мф. мин}$ – уставка органа напряжения, выявляющего посадку хотя бы одного междуфазного напряжения;

$I_{ф>}$ - уставка чувствительного пускового органа по току, действующая в случае наличия посадки напряжения;

$I_{ф>>}$ - уставка грубого пускового органа по току, которая действует в случае отсутствия посадки напряжения, либо если пуск по напряжению вообще отключен.

Уставка $I_{ф>>}$ равна примерно $(2,5-3)I_{раб.макс}$ – уставке обычной максимально-токовой защиты.

Уставки пуска по току и напряжению $I_{ф>}$ и $U_{мф. мин}$ рекомендует определять, как уставки максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

$$I_{ф>} \geq \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} I_{раб.макс} \quad (13-42)$$

В результате данная уставка получается равной $(1,3-1,5)I_{раб.макс}$.

Уставка по $U_{\text{мф. мин}}$ согласно [12] должна выбираться по условию отстройки от минимального напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей после отключения внешнего короткого замыкания

$$U_{\text{мф. мин}} \leq \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} k_{\text{в}}}, \quad (13-43)$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, должно определяться расчетом; ориентировочно можно принять равным $(0,8-0,9)U_{\text{раб. мин}}$.

Уставки органа контроля цепей напряжения [14]

Расчёты и эксперименты показывают, что если в симметричном нагрузочном режиме с номинальными фазными напряжениями в 58 В оборвется один из проводов, подводящих фазные напряжения к терминалу, то появляется вторичное фазное напряжение обратной последовательности величиной в 19 В. Для выявления такого режима рекомендуется принимать уставку по $U_{2\text{КОНТР}}$ порядка (10-15) В.

Это соответствует первичному напряжению обратной последовательности

$$U_2 = U_{2\text{КОНТР}} k_U, \quad (13-44)$$

где k_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Но если напряжение обратной последовательности появилось в первичной сети в результате несимметричного КЗ, то в этой сети появится и ток обратной последовательности величиной

$$I_2 = U_2 / X_{2\text{сист}}, \quad (13-45)$$

где $X_{2\text{сист}}$ – сопротивление обратной последовательности эквивалентной системы, расположенной «за спиной» защиты. Алгоритм выявления неисправности в цепях ТН проверяет, что ток обратной последовательности значительно ниже этой расчетной величины. Поэтому уставку по I_2 рекомендуется принимать равной

$$I_2 = \frac{U_{2\text{КОНТР}} k_U}{X_{2\text{сист}}} \cdot \frac{1}{k_i \cdot k_{\text{отс}}} \quad (13-46)$$

где k_i – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5-2.

14 Защита минимального напряжения (ЗМН)

Защита минимального напряжения устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

На электростанциях к ответственным относятся такие электродвигатели, отключение которых вызывает снижение нагрузки или останов электростанции: питательных, конденсатных и циркуляционных насосов, дутьевых вентиляторов и питателей пыли. Неответственными считаются электродвигатели, отключение которых не отражается на нагрузке электростанции: мельниц при наличии промежуточных бункеров, багерных насосов и т.п.

Если мощность всех ответственных электродвигателей превышает допустимую мощность по условию самозапуска, то при понижении напряжения необходимо отключать и некоторые ответственные электродвигатели. По истечении времени, достаточного для развертывания неотключаемых электродвигателей, отключенные ответственные электродвигатели можно включать обратно при помощи АПВ.

Напряжение срабатывания ЗМН принимается порядка 70% $U_{\text{ном}}$. Выдержки времени на отключение: 0,5-1,5 с - для неответственных электродвигателей, 10-15 с - для ответственных. На блочных электростанциях применяется обычно групповая защита минимального напряжения с уставками [16].

- 1 ступень - обеспечение самозапуска остающихся электродвигателей. Она действует на часть двигателей (малоответственных). Уставка выбирается по условиям обеспечения возврата при восстановлении напряжения после отключения коротких замыканий защитой, а так же предотвращение отключения двигателя при коротких замыканиях [16]

$$0,6 \cdot U_{\text{ном.}} \leq U_{\text{с.з.1}} \leq 0,7 \cdot U_{\text{ном.}}, \quad (14-1)$$

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

$U_{\text{с.з.1}}$ - напряжение срабатывания первой ступени ЗМН (ЗМН-1).

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода

$$t_1 = t_{\text{МТЗ/В}}, \quad (14-2)$$

где t_1 - выдержка времени первой ступени ЗМН;

$t_{\text{МТЗ/В}}$ - выдержка времени МТЗ ввода.

Для устойчивой работы двигателей необходимо, чтобы все защиты отходящих линий имели токовую отсечку без выдержки времени. Если это условие не обеспечивается,

двигатели могут затормозиться, и последует самозапуск всех двигателей который может отказаться неуспешным, поэтому как правило уставка МТЗ рабочего и резервного ввода а значит и ЗМН равна 0,3 сек.

- 2 ступень используется для отключения остальных двигателей, если напряжение недостаточно для запуска двигателей, или по технологическим условиям самозапуск уже не целесообразен. Уставка по напряжению равна напряжению, при котором двигатель уже не может развернуться [16]

$$0,5 \cdot U_{\text{НОМ.}} \leq U_{\text{С.3.2}} \leq 0,6 \cdot U_{\text{НОМ.}}, \quad (14-3)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение;

$U_{\text{С.3.2}}$ - напряжение срабатывания второй ступени ЗМН (ЗМН-2).

Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов агрегата и обычно равна по времени [16]

$$t_2 = 3 - 9 \text{сек}, \quad (14-4)$$

где t_2 - выдержка времени второй ступени ЗМН.

Уставки защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

При выполнении защит без выдержки времени (например, с целью фиксации кратковременных самоустраняющихся пробоев изоляции) несрабатывание защиты в режимах без ОЗЗ (нормальных рабочих режимах, при коммутационных переключениях в сети, внешних КЗ на землю со стороны сети с глухозаземленной нейтралью) обеспечивается выбором напряжения срабатывания защиты ($U_{\text{ОСС.3}}$) при необходимости дополнительно выбором выдержки времени. В общем случае первичное напряжение срабатывания $U_{\text{ОСС.3}}$ должно выбираться из двух условий [15]:

- отстройки от максимального напряжения небаланса $U_{\text{ОНБмакс}}$ ФННП, обусловленного несимметрией нагрузки и других элементов ТН и несимметрией емкостей фаз сети на землю

$$U_{\text{ОСС.3}} \leq k_{\text{отс}} \cdot U_{\text{ОНБмакс}}, \quad (14-5)$$

где $U_{\text{ОСС.3}}$ - первичное напряжение срабатывания защиты от ОЗЗ;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчетов и необходимый запас (принимается равным 1,2).

- отстройки от максимального напряжения $U_{\text{ОНБ(с)макс}}$, появляющегося в сети низшего (среднего) напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего (среднего) напряжения

$$U_{\text{ОСС.3}} \leq k_{\text{отс}} \cdot U_{\text{ОН(с)макс}}, \quad (14-6)$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчетов и необходимый запас (принимается равным 1,2).

Расчетное напряжение небаланса можно определить, как сумму двух составляющих [15]

$$U_{0\text{НБ макс}} = |U_{0\text{НБ макс ФННП}}| + |U_{\text{N макс}}|, \quad (14-7)$$

где $U_{0\text{НБ ФННП}}$ - составляющая напряжения небаланса, обусловленная погрешностями ФННП;

$U_{\text{N макс}}$ - смещение нейтрали сети, обусловленная несимметрией емкостей фаз сети на землю.

Напряжение небаланса [15] ФННП можно определить

$$U_{0\text{НБ макс ФННП}} = \frac{U_{\text{ф ном}} \cdot f_U}{2}, \quad (14-8)$$

где $U_{\text{ф ном}}$ - номинальное фазное напряжение.

f_U - погрешность ТН (можно принять равную классу точности).

Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали можно определить

$$U_{\text{N макс}} = \frac{U_{\text{ф ном}} \cdot (C_{0A} + a^2 \cdot C_{0B} + a \cdot C_{0C})}{3 \cdot C_{0\Sigma}} = \alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф ном}}, \quad (14-9)$$

где a - оператор фазы;

C_{0A} - емкость фазы А;

$\alpha_{\text{нес}}$ - коэффициент, определяющий степень емкостной несимметрии сети (в кабельных сетях $\alpha_{\text{нес}}$ практически равен нулю, так как фазы расположены симметрично относительно заземления брони. В воздушных сетях емкости фаз не равны даже при транспонировании проводов и для них $\alpha_{\text{нес}} \approx 0,005-0,02$).

Для компенсированных сетей смещение нейтрали определяется [15]

$$U_{\text{N макс}} = \frac{\alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф ном}}}{\sqrt{\nu^2 + d^2}}, \quad (14-10)$$

где $\nu = \frac{I_{C\Sigma} - I_L}{I_{C\Sigma}}$ - степень расстройки компенсации;

$d = \frac{G_\Sigma}{\omega \cdot C_{0\Sigma}}$ - коэффициент успокоения сети;

G_Σ - суммарная активная проводимость сети на землю.

Для компенсированных сетей в среднем $d = 0,05-0,07$. При резонансной настройке ДГР ($\nu = 0$) напряжение смещения нейтрали сети достигает максимального значения и равно

$$U_{\text{N макс}} = \frac{\alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф ном}}}{d}. \quad (14-11)$$

Воздействие КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения на сеть низшего напряжения может происходить двумя различными способами для трансформаторов с одной заземленной обмоткой (ВН) и для трансформаторов с двумя заземленными обмотками (ВН и СН). В первом случае причиной появления напряжения $U_{0Н}$ является электростатическая (емкостная) связь между обмотками силового трансформатора. Это имеет место, если сеть низшего напряжения работает с изолированной нейтралью или подключена со стороны обмотки силового трансформатора, соединенной в треугольник. Во втором случае трансформатор заземлен с двух сторон.

При изолированной нейтрали сети $U_{0Н}$ равно [15]

$$U_{0Н} = \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{ТО}}{C_{ТО} + C_{\Sigma 0}}, \quad (14-12)$$

где $U_{0В}$ - напряжение нулевой последовательности со стороны ВН при ОЗЗ или коротком замыкании на землю;

k - коэффициент, учитывающий распределение $U_{0В}$ вдоль обмотки трансформаторов с заземленной нейтралью (при изолированной нейтрали трансформатора $k=1$);

$C_{ТО}$ - емкость между обмотками трансформатора.

Обычно $C_{ТО} \ll C_{\Sigma 0}$ и $U_{0Н}$ не превосходит нескольких процентов $U_{ф.ном}$ стороны ВН.

При высокоомном заземлении через резистор и $R_N \ll \frac{1}{3} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma 0}$ напряжение $U_{0Н}$, определяемое [15]

$$U_{0Н} = \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{ТО}}{\sqrt{2} \cdot C_{\Sigma 0}}, \quad (14-13)$$

будет меньше чем в сети с изолированной нейтралью.

В сети с низкоомным сопротивлением $U_{0Н}$ практически равно нулю.

При работе сети с компенсацией емкостных токов $U_{0Н}$ [15] определяется

$$U_{0Н} = \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{ТО}}{\sqrt{(C_{ТО} + v \cdot C_{\Sigma 0})^2 + (d \cdot C_{\Sigma 0})^2}} \approx \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{ТО}}{C_{\Sigma 0} \cdot \sqrt{v^2 + d^2}}, \quad (14-14)$$

При резонансной настройке ДГР $U_{0Н}$ достигает максимальных значений

$$U_{0Н} = \frac{k \cdot U_{0В} \cdot C_{ТО}}{C_{\Sigma 0} \cdot d}, \quad (14-15)$$

При выполнении устройства контроля изоляции с выдержкой времени на срабатывание (в этом случае не фиксируются кратковременные самоустраняющиеся пробой изоляции) при выборе $U_{0СС.З}$ по (1-117) можно учитывать только длительно существующие ОЗЗ со стороны смежной сети с малыми токами замыкания на землю (например, со стороны сети 35 кВ), так как КЗ на землю в сети с глухозаземленной

Редакция от 18.03.2025

нейтралью отключаются защитой от данного вида повреждений. В этом случае время срабатывания устройства [15] контроля изоляции должно быть согласовано с временем срабатывания резервных защит от КЗ на землю линий со стороны высшего напряжения

$$t_{\text{С.З.}} \geq t_{\text{С.З.рез. МАКС}} + \Delta t, \quad (14-16)$$

где $t_{\text{С.З.рез.МАКС}}$ - максимальная выдержка времени срабатывания резервных защит от КЗ на землю со стороны ВН;

$$\Delta t \approx 0,3 - 0,5 \text{ с.}$$

Чувствительность устройства контроля изоляции

$$K_{\text{ч.}} = \frac{U_{0.\text{мин}}}{U_{0\text{СЗ}}} \geq K_{\text{ч.мин}}, \quad (14-17)$$

где $K_{\text{ч.мин}}$ - минимальное допустимое значение, равное для кабельных сетей 1,25, для воздушных – 1,5.

При применении общей неселективной защиты напряжения НП в качестве резервной с действием на отключение значение $U_{0\text{СЗ}}$ выбирается из тех же условий, что и для устройства контроля изоляции. Время срабатывания защиты выбирается из условия отстройки от основных селективных защит от ОЗЗ

$$t_{\text{С.З.}} \geq t_{\text{С.З.осн.}} + \Delta t, \quad (14-18)$$

где $t_{\text{С.З.осн}} \approx 0,1 \text{ с.}$

$$\Delta t \approx 0,3 - 0,5 \text{ с.}$$

15 Уставки автоматического включения резерва (АВР)

Под уставками устройств АВР в первую очередь имеются в виду уставки защиты минимального напряжения, которая входит в состав практически каждого устройства АВР. Кроме того, в схемах АВР есть ряд вспомогательных реле (например, реле возврата схемы, реле ограничения длительности импульса и др.), для которых также необходимо выбрать уставки.

Защита минимального напряжения

Реле, контролирующее исчезновение напряжения, должны отпадать при полном его исчезновении или снижении до величины, при которой не обеспечивается нормальная работа потребителей. С этой точки зрения можно принять уставку [17] по напряжению около $(0,5-0,6)U_{ном}$. Однако при выполнении защиты минимального напряжения стремятся обеспечить, чтобы она по возможности не приходила в действие при повреждениях в питающей сети (35-220) кВ, а также, чтобы не срабатывала при перегорании одного из предохранителей в цепях напряжения. Поэтому принято настраивать напряжение срабатывания реле порядка $(0,25-0,4)U_{ном}$. Уставку реле контроля наличия напряжения целесообразно принимать, возможно, ближе к номинальному напряжению, чтобы при подключении новой нагрузки к резервному источнику был обеспечен самозапуск заторможенных двигателей (питаемых от секции шин или линии, потерявшей напряжение).

В данном случае ограничивающим является требование обеспечить надежное срабатывание реле контроля в нормальных условиях [17]

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{мин}}{k_n \cdot k_v}, \quad (15-1)$$

где $U_{мин}$ - минимальное допустимое рабочее напряжение;

k_n – коэффициент надежности (принимается 1,05-1,1);

k_v - коэффициент возврата.

Время срабатывания защиты минимального напряжения выбирается, как правило, таким образом, чтобы она не успела доработать и подействовать на отключение в цикле АПВ или АВР питающего источника. Это делается для того, чтобы в каждом случае нарушения нормального энергоснабжения потребителей питание восстанавливалось с помощью минимального количества переключений и схема сети оставалась возможно ближе к нормальной.

При согласовании выдержки времени защиты минимального напряжения с вышестоящим устройством АВР, также имеющим пуск от своей защиты минимального напряжения, необходимо обеспечить, чтобы рассматриваемая защита не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного действия вышестоящего устройства АВР, запущенного своей защитой минимального напряжения. Для этого

достаточно ко времени действия вышестоящей защиты минимального напряжения прибавить время на работу выключателей и других аппаратов, участвующих в АВР, учесть возможный разброс времени срабатывания реле времени и дать некоторый запас. Тогда для АВР в схемах с выключателями [17]

$$t_1 \geq t_{\text{защ.2}} + t_{\text{откл.В1}} + t_{\text{вкл.В2}} + \Delta t_1 + \Delta t_2 + t_{\text{срРН}} + t_{\text{зап}}, \quad (15-2)$$

где t_1 t_1 - уставка рассматриваемой защиты;

$t_{\text{защ.2}}$ - уставка вышестоящей защиты, с которой производится согласование;

$t_{\text{откл.В1}}$ - время отключения выключателя основного питания на вышестоящей подстанции;

$t_{\text{откл.В2}}$ - время включения выключателя резервного питания на вышестоящей подстанции;

$\Delta t_1, \Delta t_2$ - максимальное отклонение времени срабатывания реле времени от уставки на вышестоящей и рассматриваемой подстанциях соответственно;

$t_{\text{срРН}}$ - время срабатывания реле, контролирующего наличие напряжения на рассматриваемой подстанции;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса.

Приведенная формула составлена для простейшей схемы АВР, в которой участвуют только выключатели основного и резервного питания.

При согласовании в данном случае исходят из того, что обе защиты минимального напряжения запускаются одновременно.

Или приблизительно можно принять [18]

$$t_1 \geq t_{\text{защ.2}} + (1.75 - 3). \quad (15-3)$$

При согласовании выдержки времени защиты минимального напряжения с временем действия АПВ, установленного на линии высшего напряжения, необходимо обеспечить, чтобы рассматриваемая защита не успела сработать до подачи напряжения в результате успешного АПВ.

Следовательно, время защиты обязательно должно быть больше времени успешного АПВ. Очевидно, что защита минимального напряжения, может запуститься не тогда, когда поврежденная линия отключится своей защитой, а в момент возникновения повреждения. Следовательно, нужно учесть время работы защиты на линии основного питания. Кроме того, необходимо учесть время действия выключателя, на котором происходит АПВ, отклонение времени срабатывания от уставки у реле времени, входящих в схему, и время запаса.

Тогда

$$t_1 \geq t_{\text{защ.}} + t_{\text{АПВ}} + t_{\text{откл.В}} + t_{\text{вкл.В}} + \Delta t_{\text{защ}} + \Delta t_{\text{АПВ}} + t_{\text{зап}}, \quad (15-4)$$

где t_1 - время срабатывания защиты минимального напряжения;

$t_{\text{защ}}$ - расчетное время действия защиты питающей линии;

$t_{\text{АПВ}}$ - уставка АПВ на питающей линии;

$t_{\text{откл.В}}$, $t_{\text{вкл.В}}$ - время отключения и включения выключателя питающей линии;

$\Delta t_{\text{защ}}$, $\Delta t_{\text{АПВ}}$ - наибольшие возможные отклонения от уставки защиты питающей линии, АПВ питающей линии и рассматриваемой защиты минимального напряжения соответственно;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса.

Порядок величин, входящих в формулу согласования, такой же, как и при согласовании с АВР. Время защиты минимального напряжения АВР должно быть [18] на 2,5 - 3,5 с больше, чем сумма времени защиты и АПВ питающей линии.

16 Восстановление нормального режима (ВНР)

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

Для выполнения ВНР необходима информация о возобновлении питания со стороны трансформатора. Информация о появлении и наличии питания с высшей стороны может поступать от ТН, установленного до выключателя ввода или ТСН, также установленного до выключателя. Информация поступает в виде сигнала на дискретный вход БЭ2502А03ХХ, сигнал может быть получен от реле напряжения (для ТН и ТСН) или промежуточных реле типа РП и других (для ТСН) срабатывающих при появлении напряжения до вводного выключателя (напряжение срабатывания $0,7...0,85 U_{ном}$).

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

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

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

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

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

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

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

17 Автоматическое повторное включение (АПВ)

Описание принципа действия и функционально-логическая схема АПВ приведена в п.1.4.9 [3].

По условиям бесперебойности питания потребителей и надежности работы энергосистемы время срабатывания устройства АПВ ($t_{АПВ}$) желательно иметь минимальным. Однако минимально возможное время восстановления схемы действием АПВ ограничивается рядом факторов: временем полного отключения места повреждения от всех источников питания, номинальным напряжением сети, конструкцией привода и выключателя и др.

17.1 Расчет уставок для одиночных линий с односторонним питанием

Для одиночных линий с односторонним питанием время срабатывания устройства однократного АПВ $t_{1АПВ}$ $t_{1АПВ}$ выбирается по двум условиям:

1. По условиям деионизации среды время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения должно определяться

$$t_{1АПВ} \geq t_d + t_{зап}, \quad (17-1)$$

где t_d - время деионизации, составляющее 0,1—0,3 с;

$t_{зап}$ - время запаса.

По данным литературы [21] в сетях напряжением до 220 кВ t_d составляет около 0,2 с при токе КЗ до 15 кА и 0,3-0,4 с при токах более 15 кА. Поэтому в расчетах по формуле (1-125) для сетей напряжением (6-35) кВ t_d составляет 0,2 с; время запаса $t_{зап}$ для микропроцессорных устройств равно 0,3 с (учитывает разброс t_d , в частности за счет атмосферных условий, и погрешность реле времени АПВ).

2. По условию готовности привода выключателя $t_{ГП}$ к повторному включению после отключения.

Таким образом, выдержка времени АПВ на повторное включение по условиям готовности привода

$$t_{1АПВ} \geq t_{ГП} + t_{зап}, \quad (17-2)$$

где $t_{ГП}$ – время готовности привода, равное 0,3-1.2 с [20] для разных типов привода;

$t_{зап}$ - время запаса, учитывающее непостоянство времени готовности привода и погрешность схем АПВ, $t_{зап} = 0,3-0,5$ с.

Из расчетных выдержек времени по выражениям (17-1) и (17-2) выбирается большее значение.

Время автоматического возврата АПВ в исходное положение после срабатывания (время готовности) должно обеспечивать однократность действия АПВ. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен

происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится релейной защитой, имеющей наибольшую выдержку времени.

Для схем АПВ время возврата в исходное положение $t_{2АПВ}$ должно быть не меньше значения, определенного

$$t_{2АПВ} \geq t_{защ} + t_{откл} + t_{зан}, \quad (17-3)$$

где $t_{защ}$ - наибольшая выдержка времени защиты;

$t_{откл}$ - время отключения выключателя.

Для защит с независимой характеристикой выдержки времени $t_{защ}$ определяется по уставке времени защиты. Для защит с зависимыми характеристиками выдержек времени следует учитывать выдержку времени при токе срабатывания $t_{защ,ср}$.

В схемах АПВ, возврат которых в исходное положение производит реле времени, запускаемое в момент отключения выключателя, выдержка времени автоматического возврата определяется

$$t_{2АПВ} \geq t_{1АПВ} + t_{вкл} + t_{защ} + t_{откл} + t_{зан}, \quad (17-4)$$

где $t_{1АПВ}$ - определяется из (17-1) и (17-2);

$t_{вкл}$ - наибольшее время включения выключателя.

Выдержки времени первого цикла АПВ двукратного действия определяются по (17-1) и (17-2), как и для АПВ однократного действия.

Второй цикл должен происходить согласно [20] спустя не менее чем через 20 с и после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению третьего КЗ в случае включения на устойчивое повреждение.

17.2 Расчет уставок АПВ для линий с двусторонним питанием, параллельных линий и шин

Рассмотренные условия расчета времени срабатывания устройств АПВ и их возврата в исходное положение справедливы как для одиночных линий с односторонним питанием, так и для линий, входящих в состав сетей более сложной конфигурации (кольцевые сети, линии с двусторонним питанием, параллельные линии). В последнем случае необходимо, однако, соблюдать дополнительные условия.

Дополнительные условия выбора выдержек времени устройств АПВ для линий с двусторонним питанием параллельных линий и шин определяются наличием напряжения на обоих концах линии. Поэтому $t_{АПВ}$ должно определяться с учетом времени отключения КЗ релейной защитой с противоположного конца линии. При расчете выдержек времени АПВ принимаются времена срабатывания не основной быстродействующей защиты, а резервных защит линий, т.е. рассматриваются наихудшие условия работы АПВ (основная быстродействующая защита выведена из работы или имеет место отказ). В качестве расчетного принимается условие срабатывания со стороны, где установлено устройство

АПВ первой ступени токовой защиты (отсечки) или первой зоны дистанционной защиты с временами срабатывания 0,1-0,15 с. С противоположного конца линия отключается, как правило, с выдержкой времени второй или третьей ступени. Если коэффициент чувствительности второй зоны дистанционной защиты не менее 1,2, а второй зоны токовой защиты не менее 1,5, то в расчет идут времена срабатывания вторых ступеней (зон). Если же защиты имеют меньшие коэффициенты чувствительности, то учитывают выдержку времени третьих ступеней (зон) резервных защит линии.

Таким образом, при выборе выдержки времени АПВ линий с двусторонним питанием кроме условий (17-1), (17-2) учитывается третье условие

$$t_{1АПВ} \geq t_{C.3.2} + t_{откл2} - (t_{C.3.1} + t_{откл1} + t_{вкл1}) + t_d + t_{зан}, \quad (17-5)$$

где $t_{C.3.1}$, $t_{откл1}$, $t_{вкл1}$ - наименьшие выдержки времени первой ступени (зоны) защиты, времена отключения и включения выключателя на том конце линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ;

$t_{C.3.2}$, $t_{откл2}$ - выдержка времени второй (третьей) ступени (зоны) защиты и время отключения выключателя с противоположной стороны линии;

t_d - время деионизации (0,1-0,3 с);

$t_{зан}$ - равно 0,3-0,5 с.

Если принять для упрощения $t_{откл1} = t_{откл2}$ и $t_{C.3.1} = 0$, то (17-6) упростится

$$t_{1АПВ} \geq t_{C.3.2} - t_{вкл1} + t_d + t_{зан}. \quad (17-6)$$

По результатам расчета по (14-23), (14-24) (14-25) или (14-26) принимается наибольшее из трех полученных значений.

В случаях, когда АПВ оснащено устройством контроля наличия напряжения на линии, выражения (17-5) и (17-6) упрощаются за счет того, что составляющий и учитывать не требуется. Уставки по времени для АПВ с контролем наличия напряжения на линии при этом принимают следующий вид

$$t_{1АПВ} \geq t_{C.3.2} + t_{откл2} - (t_{C.3.1} + t_{откл1}) + t_{зан} \quad (17-7)$$

$$t_{1АПВ} \geq t_{C.3.2} + t_{зан} \quad (17-8)$$

Для устройств АПВ с контролем синхронизма кроме выбора времени срабатывания АПВ производится расчет уставки реле контроля синхронизма.

При наличии достаточно сильных по отношению к отключившейся линии обходных связей нарушения синхронизма не происходит, но увеличивается действительный угол φ_d между напряжениями по концам отключившейся линии. В этих условиях угол срабатывания реле контроля синхронизма $\varphi_{с.р}$, т.е. угол, при котором блокируется действие на включение выключателя, равен

$$\varphi_{с.р} = k_n \cdot \varphi_d, \quad (17-9)$$

где k_n - коэффициент надежности, равный 1,2-1,3.

При отсутствии обходной связи, разделившиеся после отключения линии, части энергосистемы работают не синхронно. В этих условиях АПВ при больших углах между напряжениями должно блокироваться на контакте реле KSS во избежание замыкания транзита с большим толчком тока или даже возникновения асинхронного хода. Для того чтобы замыкание транзита происходило при угле, меньшем максимально допустимого по расчету значения φ_{\max} , угол срабатывания реле KSS выбирается

$$\varphi_{\text{с.р}} \leq \varphi_{\max} \cdot \frac{t_{1\text{АПВ}}}{k_{\text{н}} \cdot (1 + k_{\text{в}}) \cdot t_{\text{вкл}} + t_{1\text{АПВ}}}, \quad (17-10)$$

где φ_{\max} - максимально допустимый угол между напряжениями по концам линии (между напряжениями шин и линии) рекомендуется принимать не более 60-70°;

$t_{1\text{АПВ}}$ - время срабатывания АПВ;

$t_{\text{вкл}}$ - время включения выключателя;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата реле KSS;

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, равный 1,1.

Расчет уставок устройства АПВ шин выполняется с учетом следующих особенностей. Время срабатывания устройства АПВ выключателя, включаемого вторым $t_{\text{АПВII}}$, должно быть больше времени срабатывания устройства АПВ выключателя, включаемого первым $t_{\text{АПВИ}}$, на время включения выключателя второго присоединения с учетом разбросов выдержек времени каждого из устройств АПВ $\Delta t_{\text{АПВII}}$, $\Delta t_{\text{АПВИ}}$ разбросов времени возврата в исходное положение контактора включения выключателя.

$$t_{\text{АПВII}} \geq t_{\text{АПВИ}} + t_{\text{в.в}} + t_{\text{АПВИ}} + t_{\text{АПВII}} + t_{\text{зап}}, \quad (17-11)$$

где $t_{\text{в.в}}$ - время включения выключателя;

$\Delta t_{\text{АПВII}}$, $\Delta t_{\text{АПВИ}}$ - разбросы выдержек реле времени устройств АПВ первого и второго присоединений;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, учитывающее разбросы времени включения выключателя, времени возврата в исходное положение контактора включения, равное 0,5- 0,8 с.

Кроме того, если в схеме АПВ шин предусмотрена блокировка АПВ при повторном действии защиты шин, необходимо согласовать времена срабатывания на включение первого и последующего присоединений

$$t_{\text{АПВII}} \geq t_{\text{АПВИ}} + t_{\text{в.в}} + t_{\text{з.ш.}} + t_{\text{зап}}, \quad (17-12)$$

где $t_{\text{з.ш.}}$ - время срабатывания защиты шин;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса, равное 0,5-0,8 с.

17.3 Выбор уставок реле в схеме возврата

В схемах возврата к нормальной первичной схеме при появлении (после перерыва) напряжения на основном источнике питания уставки должны быть заданы на реле времени возврата.

После автоматического отключения питающей линии, как правило, производится ее опробование даже в том случае, если АПВ было неуспешным.

Выбор уставок начинают с определения выдержки времени отключение секционного выключателя. Выдержку времени на нем следует принимать максимально возможной по реле.

Затем определяется уставка на включение выключателя ввода:

$$t_{\text{ВВ}} \geq t_{\text{СВ}} - (t_{\text{защ.}} + t_{\text{откл.В}} + t_{\text{вкл.В}} + \Delta t_{\text{защ}} + \Delta t_{\text{ВВ}} + \Delta t_{\text{СВ}} + t_{\text{зап}}), \quad (17-13)$$

где $t_{\text{защ}}$ - уставка защиты, которая действует при повреждении на шинах низшего напряжения силового трансформатора;

$t_{\text{вкл.В}}$ - время включения того выключателя трансформатора, который включается схемой возврата;

$t_{\text{откл.В}}$ - время отключения того выключателя, который отключается защитой при возникшем во время возврата повреждении;

$\Delta t_{\text{защ}}, \Delta t_{\text{ВВ}}, \Delta t_{\text{СВ}}$ - наибольшие отклонения от уставок на реле времени защиты и схемы возврата;

$t_{\text{зап}}$ - время запаса.

Если трансформатор имеет выключатель на стороне высшего напряжения, то в качестве $t_{\text{зап}}$ можно принимать время действия максимальной защиты трансформатора на выключатель высшего напряжения.

18 Автоматика регулирования напряжения трансформатора (АРНТ)

Автоматика регулирования напряжения предназначена для поддержания напряжения на шинах питания потребителей в пределах допустимых отклонений, по средствам управления приводом регулятора под нагрузкой трансформаторов.

Допустимые отклонения напряжения, в зависимости от характера электроприемников, определяются по ГОСТ Р 54149-2010 (Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения), и должны соответствовать следующим требованиям: «...положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю.

Допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии.

В электрической сети потребителя должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений при выполнении требований настоящего стандарта к КЭ в точке передачи электрической энергии...».

Нижняя граница допустимого отклонения напряжения определяется нижней границей допустимого отклонения напряжения у электроприемника $V_{-}^{(m)}$ и величиной потери напряжения в сети НН ΔV_m . Нижняя граница определяется наиболее удаленным электроприемником или электроприемником с наиболее жесткими требованиями:

$$V_{-(m)}^{HH} = V_{-}^{(m)} + \Delta V_m \quad (18-1)$$

Верхняя граница определяется также верхней границей допустимого отклонения напряжения у электроприемника $V_{+}^{(m)}$ и величиной потери напряжения до ближайшего электроприемника в сети НН $\Delta V_m^{6л}$:

$$V_{+(m)}^{HH} = V_{+}^{(m)} + \Delta V_m^{6л} \quad (18-2)$$

Выбор уставок регулятора при однородной нагрузке

Задачей регулирования является поддержания напряжения в допустимом диапазоне.

На рисунок 1-19 изображена схема распределительной сети. Принято допущение, что к сети подключены однородные по характеру изменения нагрузки. По горизонтали на рис. показана электрическая протяженность сети, которая определяется величиной потерь

напряжения в часы наибольшей нагрузки. По вертикальной оси – величина отклонения напряжения.

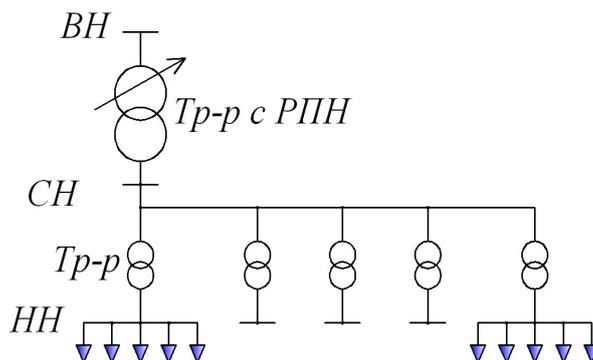


Рисунок 1-19 – Схема распределительной электрической сети

Различают два вида регулирования - встречное и глубокое. Для реализации глубокого регулирования необходимо наличие развитой информационной системы (либо это система планирования режимов электрических сетей с достаточно точным моделированием отклонений напряжения у потребителей, либо система телеизмерений напряжений в контрольных точках).

На рисунке 1-19 показан закон централизованного регулирования напряжения при однородной нагрузке. Сплошной линией изображен закон встречного регулирования,

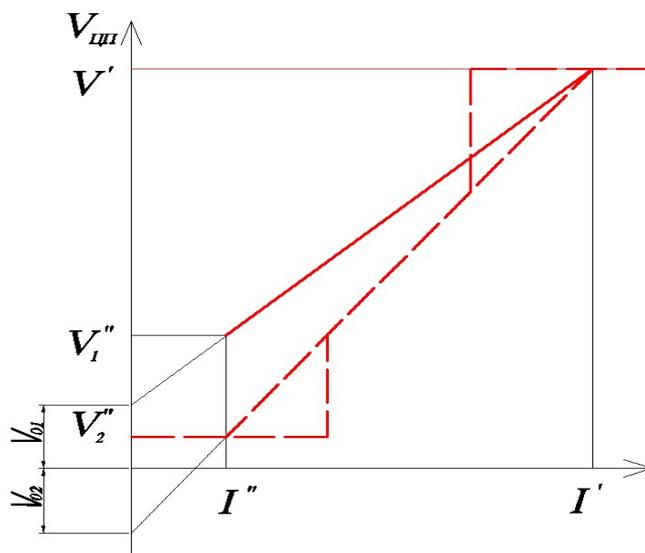


Рисунок 1-20 – Закон централизованного регулирования напряжения при однородной нагрузке штриховой – закон глубокого регулирования

Одно регулирование отличается от другого изменением уставок – величины V_0 и коэффициента статизма k .

Как правило, глубокое регулирование отличается большой крутизной закона регулирования. Поэтому в этом случае необходимо установить ограничители верхнего и нижнего пределов регулирования.

Для выбора уставок по напряжению и коэффициента статизма необходимо знать диапазон изменения нагрузок в данном ЦП по тому присоединению, по которому ведется компенсация, номинальные данные трансформатора тока и требуемый диапазон изменения напряжения.

Указанное напряжение складывается из номинального напряжения U_0 , потери напряжения в сети ΔU и допустимого отклонения напряжения $\pm \delta U$, что соответствует выражению:

$$U = U_0 \pm \delta U + \Delta U, \quad (18-3)$$

$$U = U_0 + I \cdot Z, \quad (18-4)$$

где I – ток нагрузки всех потребителей, А;

Z – сопротивление, пропорциональное сопротивлению линии от трансформатора до потребителей, Ом;

U_0 – постоянная составляющая напряжения, В.

19 Автоматика частотной разгрузки (АЧР)

19.1 Автоматика частотной разгрузки (АЧР)

Типовая структура настройки АЧР – ЧАПВ согласно СТО 59012820.29.240.001-2010 [19].

19.1.1 Уставки АЧР

АЧР-I (АЧР-1 – АЧР-10)

уставки по частоте (с возвратом +0,1 Гц)/по времени:

- спецочередь (САЧР): 49,2 Гц/0,3 с;

Мощность подключенной к САЧР нагрузки должна составлять 3-4 % от потребления.

Основной объем АЧР: 48,8-46,5 Гц /0,3 с, с интервалами по частоте: 0,1 - 0,2 Гц.

Общая мощность подключенной к АЧР1 нагрузки должна составлять не менее 50 % от потребления.

АЧР-II (АЧР-2 – АЧР-10)

а) несовмещенная:

- уставка по частоте: 49,1 Гц (возврат +0,1 Гц);

- уставки по времени в диапазоне: 5 - 40 секунд, с интервалами не более 5 секунд;

- мощность подключенной нагрузки должна составлять не менее 10 % от потребления.

б) совмещенная:

- уставки по частоте и диапазон выдержек времени: 49,0 Гц, возврат + 0,1 Гц, выдержки времени 5 - 20 с;

48,9 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,2 Гц) *, выдержки времени 20 - 35 с;

48,8 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,3 Гц) *, выдержки времени 35 - 50 с;

48,7 Гц, возврат + 0,1 Гц (0,4 Гц) *, выдержки времени 50 - 70 с.

- интервалы между очередями - не более 5 секунд;

- очереди АЧР1 с более низкими уставками по частоте совмещаются с очередями АЧР2 с большими уставками по времени;

- общая мощность совмещения с АЧР1 - не менее 60 % суммарной мощности нагрузки, подключенной к АЧР1 с последующим наращиванием совмещения до 100 %;

- при неполном совмещении АЧР1 и АЧР2 весь объем мощности, подключенный к устройствам АЧР1 с уставками ниже 47,5 Гц, должен быть полностью совмещен с АЧР2;

- распределение нагрузки между ступенями по частоте - в соотношении 1:3:3:3.

Суммарная мощность подключенной к АЧР нагрузки должна быть не менее 60 % от потребления.

* для реле на современной элементной базе (микропроцессорные, микроэлектронные)

В избыточных энергосистемах (энергосистемах, которые на протяжении не менее 90 % времени в году являются избыточными по мощности, при этом избыток имеет величину не менее 5 % от максимального потребления энергосистемы) допускается неприменение спецочереди АЧР, а также снижение начальной уставки по частоте АЧР1 и уставок по частоте несовмещенной и совмещенной АЧР2 на 0,1 Гц.

Мощность нагрузки, подключенной к совмещенной АЧР2, не учитывается в суммарной мощности АЧР, поскольку ее действие осуществляется вторым (резервным) пуском на отключение нагрузки, подключенной к АЧР1.

19.1.2 Уставки ЧАПВ

а) уставки по частоте в диапазоне 49,4 - 49,9 Гц (возврат – минус 0,1 Гц);

б) на уставках ЧАПВ 49,4 - 49,6 Гц выполняется включение нагрузки нижних по частоте очередей АЧР1 (47,0 - 46,5 Гц). Остальная нагрузка АЧР1 и несовмещенной АЧР2 равномерно распределяется на частотах ЧАПВ не ниже 49,7 Гц.

в) уставки по времени ЧАПВ не менее 10 секунд, с интервалами 5 секунд (по условию недопущения срабатывания последующей очереди ЧАПВ при снижении частоты ниже уставки возврата реле).

ЧАПВ с минимальным временем выполняет включение энергопринимающих установок потребителей, подключенных к нижним очередям АЧР и с максимальным временем - энергопринимающих установок потребителей, подключенных к верхним очередям АЧР.

г) к одной очереди ЧАПВ по частоте и по времени допускается подключение не более 2 - 2,5 % от всего объема нагрузки, подключенной к АЧР.

Примечания к разделу 14.7.1, 14.7.2:

- приведенная типовая структура настройки АЧР - ЧАПВ устанавливает верхнюю и нижнюю границы уставок, в пределах которых осуществляется настройка АЧР исходя из условий ликвидации как местных, так и общесистемных дефицитов мощности;

- для предотвращения ложной работы устройств АЧР1 в случаях синхронных качаний и т. п. достаточна выдержка времени 0,3 секунды.

19.2 Дополнительная автоматическая разгрузка

В случае возникновения больших местных дефицитов активной мощности (более 45% от потребления) со скоростью снижения частоты более 1,8 - 2,0 Гц/с действие АЧР может не обеспечивать прекращение снижения и стабилизацию частоты. При угрозе возникновения таких дефицитов мощности при наличии технических и экономических обоснований может применяться ДАР.

ДАР должна быть быстродействующей и срабатывать в начале процесса снижения частоты - до начала работы АЧР1 или в процессе срабатывания ее первых очередей. ДАР должна обеспечивать ускоренное отключение заданной мощности энергопринимающих

Редакция от 18.03.2025

установок потребителей и способствует уменьшению глубины и скорости снижения частоты, чем улучшает условия действия АЧР.

ДАР осуществляет автоматическое отключение энергопринимающих установок потребителей по факторам, характеризующим возникновение местного дефицита активной мощности, без фиксации снижения частоты. Запуск автоматики осуществляется по факту отключения генерирующих источников, питающих линий, силовых трансформаторов и т.д. с контролем направления и величины перетоков активной мощности в предшествующем режиме.

Рекомендуется также применение устройств фиксации скорости снижения частоты для выявления фактора возникновения большого местного дефицита мощности, при котором скорость снижения частоты существенно больше, чем при системном дефиците. Устройства фиксации скорости снижения частоты устанавливаются в узлах нагрузки, что позволяет осуществить ускоренное отключение заданного объема энергопринимающих установок потребителей по месту установки устройств без использования каналов телеотключения.

Мощность подключаемой к ДАР нагрузки потребителей выбирается таким образом, чтобы после действия ДАР остаточный дефицит активной мощности не превышал допустимого, при котором обеспечивается эффективность работы АЧР.

Величина дефицита активной мощности, который может быть ликвидирован суммарным действием ДАР и АЧР в энергорайоне, зависит от эквивалентной постоянной инерции генерирующего оборудования в энергорайоне (энергоузле), времени отключения потребителей устройствами АЧР и ДАР и определяется расчетным путем.

Допускается подключение одних и тех же энергопринимающих установок потребителей к АЧР и ДАР. При этом суммарная мощность разгрузки должна быть достаточной для подъема частоты выше 49,0 Гц после срабатывания ДАР и АЧР при расчетном дефиците активной мощности.

Для измерения скорости снижения частоты могут использоваться два основных метода:

- непосредственный - с помощью микропроцессорного реле частоты, имеющего специальную программу определения скорости снижения частоты;
- косвенный - путем фиксации снижения частоты между двумя заданными уставками по частоте за заданный интервал времени с помощью высокоточного и быстродействующего микропроцессорного реле частоты, имеющего две и более уставок по частоте на одном реле.

С учетом сравнительной простоты выбора и настройки уставок рекомендуется на начальном этапе применение ДАР с косвенным методом измерения скорости снижения частоты.

Уставка по частоте запуска схемы косвенного метода измерения скорости снижения частоты в зависимости от дефицита активной мощности может быть ниже, равной или выше уставки по частоте верхних очередей

АЧР1.

Уставки по скорости косвенного метода измерения скорости снижения частоты должны быть отстроены от дефицитов активной мощности при системных авариях (максимальные значения которых не превышают 15 - 20 % от потребления) и составлять с запасом 1,2 - 1,7 Гц/с. При снижении расчетных дефицитов мощности до величин менее 15 - 20 % от потребления соответственно должны уменьшаться уставки ДАР по скорости снижения частоты. Ориентировочно каждые 10 % дефицита активной мощности увеличивают скорость снижения частоты на величину порядка 0,45 - 0,5 Гц/с.

Выдержка времени ДАР с использованием косвенного метода измерения скорости снижения частоты по условию отстройки от качаний и коротких замыканий должна составлять 0,3 - 0,4 секунды. Допускается уменьшение выдержки времени до 0,2 секунды при скорости снижения частоты более 3 Гц/с.

19.3 Частотная делительная автоматика

ЧДА применяется для:

- сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при отказе или недостаточной эффективности устройств, выполняющих функции по п. 3.2 (а, б, в) [19];
- обеспечения питания отдельных групп потребителей, не допускающих перерывов в электроснабжении.

Сохранение в работе части генераторов при действии ЧДА позволяет ускорить восстановление электроснабжения потребителей в послеаварийном режиме.

ЧДА осуществляет выделение электростанций, их частей или отдельных энергоблоков на питание собственных нужд (АВСН) или на сбалансированный район.

При выделении электростанции (энергоблока) на примерно сбалансированную нагрузку предпочтительным является образование небольшого избытка генерирующей мощности и повышение частоты.

ЧДА должна устанавливаться на всех ТЭС, на которых она может быть выполнена исходя из условий их работы (схема электростанции, ее положение в сети, ограничения по теплофикационному режиму и т.п.).

Уставки срабатывания ЧДА выбираются с учетом обеспечения устойчивой работы выделяемых электростанций (энергоблоков) и действия ЧДА после срабатывания АЧР1. При этом, как правило, применяются две ступени с уставками по частоте/времени в следующих диапазонах:

- 1 ступень: 46,0 - 47,0 Гц/0,3 - 0,5 с;
- 2 ступень: 47,0 - 47,5 Гц/30 - 40 с (резервное действие).

Для предварительной подготовки района к выделению действием ЧДА может осуществляться автоматическое изменение конфигурации электрической сети путем отключения соответствующих коммутационных аппаратов. Энергопринимающие установки потребителей в энергорайоне, выделяемом действием ЧДА, не должны подключаться к устройствам ЧАПВ.

При выделении энергосистемы (части энергосистемы, электростанции) с преобладанием ГЭС, если генерация ГЭС не менее чем на 20 % превышает нагрузку выделившегося района, применяются автоматические устройства ступенчатого отключения (по факту повышения частоты в пределах 50,5 - 53,5 Гц или отключения отходящих от шин ГЭС линий электропередачи с контролем предшествующего режима) части агрегатов суммарной мощностью равной или несколько меньшей избытка мощности.

Для электростанций, где выполнение ЧДА признано невозможным или нецелесообразным, при изменении состава генерирующего оборудования, схемы выдачи мощности, схемы прилегающей сети, но не реже одного раза в три года должны утверждаться согласованные с субъектами оперативно-диспетчерского управления соответствующие решения с необходимой мотивировкой.

Для электростанций с ЧДА должны быть оформлены решения, подтверждающие соответствие назначения, настройки и удовлетворительное состояние эксплуатации частотной делительной автоматики и систем регулирования электростанций.

В каждой энергосистеме (части энергосистемы) должны быть разработаны и согласованы с соответствующим диспетчерским центром инструкции по развороту электростанций и восстановлению нормальной схемы энергосистемы (части энергосистемы) после действия ЧДА.

Соответствие мощности генерации и нагрузки в выделяемом районе должно проверяться не менее двух раз в год в дни контрольных замеров.

20 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики БЭ2502А07ХХ и БЭ2502А08ХХ – для электродвигателей

20.1 Токовые защиты

МТЗ-1 (Токовая отсечка)

Первичный ток срабатывания токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимального действующего значения тока, протекающего по обмотке статора.

Ток срабатывания МТЗ-1 определяется

$$I_{с.з.} = k_H \cdot k_{II} \cdot I_{НОМ.}, \quad (20-1)$$

где k_H – коэффициент надежности, учитывающий погрешность реле и наличие апериодической составляющей в пусковом токе электродвигателя. Для терминала БЭ2502А0701 применим $k_H=1,5$;

k_{II} – кратность пускового тока ЭД;

$I_{НОМ.}$ - номинальный ток ЭД:

$$I_{НОМ.} = \frac{P_{НОМ.}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.} \cdot \eta \cdot \cos \varphi_{НОМ.}}, \quad (20-2)$$

где $U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение ЭД;

$P_{НОМ.}$ - номинальная активная мощность ЭД;

$\cos \varphi_{НОМ.}$ - номинальный коэффициент мощности ЭД;

η - КПД ЭД.

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх.} \cdot I_{с.з.}}{k_1}, \quad (20-3)$$

где $k_{сх.}$ - коэффициент схемы, учитывающий соединение трансформаторов тока и терминала защиты, при включении на фазные токи принимается равным единице, при включении на разность фазных токов равен $\sqrt{3}$;

k_1 - коэффициент трансформации ТТ.

Время срабатывания МТЗ-1 выбирается равным 0.

Чувствительность токовой отсечки определяется при металлическом КЗ между двумя фазами на линейных выводах защищаемого ЭД в условиях, обуславливающих протекание наименьшего тока в реле при минимальном режиме работы питающей системы

$$k_{ч} = \frac{I_{К.мин.}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (20-4)$$

где $I_{K.min}^{(2)}$ - периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в начальный момент времени в указанном режиме работы.

Коэффициент чувствительности $k_{\text{ч}}$ должен удовлетворять условию $k_{\text{ч}} \geq 2$.

МТЗ-3 (защита от токов перегрузки)

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки выбирается

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{сх.}} \cdot I_{\text{НОМ.}}}{k_{\text{в}} \cdot k_1}, \quad (20-5)$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас; принимается равным 1,05 при действии защиты на сигнал и 1,1-1,2 при действии защиты на отключение;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент возврата принимается равным 0,94;

$I_{\text{НОМ.}}$ - номинальный ток ЭД.

Выдержка времени МТЗ-3 выбирается из условий надежного несрабатывания защиты при пуске или самозапуске ЭД

$$t_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot t_{\text{п}}, \quad (20-6)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2-1,3$ – коэффициент отстройки;

$t_{\text{п}}$ - время пуска для электродвигателей, не подлежащих самозапуску, или время самозапуска для самозапускающихся ЭД.

20.2 Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

В соответствии с ПУЭ ЗОЗЗ действует на отключение электродвигателя от сети, а на синхронных электродвигателях и на гашение поля.

Ток срабатывания ненаправленной ЗОЗЗ рассчитывается из условия несрабатывания защиты при внешнем однофазном замыкании на землю

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}} \cdot I_{\text{с}}, \quad (20-7)$$

где $I_{\text{с}}$ - установившееся значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения;

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ - коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока присоединения в начальный момент внешнего замыкания на землю, принимаемый равным 2 (для сети с нейтралью, заземленной через резистор, $k_{\text{в}} = 1,2 \dots 1,3$).

Значение $I_{\text{с}}$ определяется как сумма емкостных токов ЭД ($I_{\text{с.д.}}$) и линии ($I_{\text{с.л.}}$) от места установки ТТНП до линейных выводов ЭД

$$I_C = I_{C.д.} + I_{C.л.} \quad (20-8)$$

Утроенное значение собственного емкостного тока ЭД вычисляется

$$I_{C.д.} = \frac{2\pi \cdot f_{НОМ.} \cdot 3C_D \cdot U_{НОМ.}}{\sqrt{3}}, \quad (20-9)$$

где $f_{НОМ.}$ - номинальная частота сети;

C_D - емкость фазы статора ЭД;

$U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение ЭД.

Емкость фазы статора принимается по данным завода-изготовителя. Для ориентировочных расчетов при отсутствии сведений завода-изготовителя можно пользоваться следующими приближенными формулами

для неявнополюсных СД и АД с короткозамкнутым ротором:

$$C_D = \frac{0,0187 \cdot S_{НОМ.} \cdot 10^{-6}}{1,2 \sqrt{U_{НОМ.}} (1 + 0,08 \cdot U_{НОМ.})}, \quad (20-10)$$

где $S_{НОМ.}$ - номинальная полная мощность ЭД, МВ·А:

$$S_{НОМ.} = \frac{P_{НОМ.}}{\cos \varphi_{НОМ.} \cdot \eta}; \quad (20-11)$$

для остальных ЭД:

$$C_D = \frac{40 \cdot \sqrt[4]{S_{НОМ.}^3} \cdot 10^{-6}}{3(U_{НОМ.} + 3600)\sqrt{n_{НОМ.}}}, \quad (20-12)$$

$n_{НОМ.}$ - номинальная частота вращения ротора, об/мин.

Собственный емкостной ток линии, входящей в зону защиты определяется

$$I_{C.л.} = I_{C0} \cdot l \cdot m, \quad (20-13)$$

где I_{C0} - утроенное значение собственного емкостного тока единицы длины линии, А/км (по табл. 1-4);

l - длина линии, км;

m - число кабелей в фазе линии.

Таблица 1-4

Сечение кабеля, мм ²	70	95	120	150	185	240
Емкостной ток $I_{C.л.}$, А/км при U=6 кВ	0,8	0,9	1,0	1,18	1,25	1,45
при U=10 кВ	0,92	1,04	1,16	1,3	1,47	1,7

В сетях с изолированной нейтралью чувствительность земляной защиты не рассчитывается, однако необходимо обеспечить условие для ее срабатывания

$$I_{C\Sigma} - I_C > I_{C.3}, \quad (20-14)$$

где $I_{C\Sigma}$ - утроенное значение суммарного емкостного тока замыкания на землю всей сети, к которой подключен электродвигатель, в нормальном режиме работы сети;

Время срабатывания ЗОЗЗ для мощных ЭД рекомендуется принимать более 0,2 с для отстройки от тока небаланса в цепи ТТНП при пуске ЭД.

При использовании направленности ЗОЗЗ угол максимальной чувствительности принимается равным минус 90 градусов (ток опережает напряжение).

20.3 Защита от термической перегрузки (ЗТП)

В качестве уставки защиты от термической перегрузки используются постоянные нагрева и охлаждения ЭД. При отсутствии паспортных данных, постоянные нагрева (Тнагрева) и охлаждения (Тохлаждения) ЭД могут быть ориентировочно определены из режима пуска без предшествующей нагрузки.

Постоянная времени нагрева двигателя

$$T_{\text{НАГР.}} = k_H T_{\text{П}} \left(\frac{k_{\text{П}}^2}{k^2} - 1 \right), \quad (20-15)$$

где k_H – коэффициент надежности, можно принять 1.3...1.5;

$T_{\text{П}}$ – время пуска ЭД;

$k_{\text{П}}$ – кратность пускового тока;

k – кратность пуска защиты от перегрузки, можно принять 1,1.

Постоянная времени охлаждения

$$T_{\text{ОХЛ.}} = k_{\text{ОХЛ.}} \cdot T_{\text{НАГР.}}, \quad (20-16)$$

где $k_{\text{ОХЛ.}}$ – коэффициент охлаждения.

Если имеется принудительное охлаждение ЭД, то $k_{\text{ОХЛ.}}$ может быть принят равным единице или немного больше единицы (в случае одновременного самоохлаждения и принудительного охлаждения). В случае самоохлаждения (ЭД охлаждается только крыльчаткой расположенной на роторе) $k_{\text{ОХЛ.}} = 3$.

При отсутствии паспортных данных на ЭД коэффициент нагрева током обратной последовательности (КоэфНагрева12) рекомендуется принять равным 3.

Уставку сигнальной ступени ЗТП (Qсигн) рекомендуется принять равной 0,9 о.е.

Уставку отключающей ступени ЗТП (Qоткл) рекомендуется принять равной 1,0 о.е.

Уставка разрешения одного пуска (Q1пуска) равна 0,8 о.е.

Выбор уставки возврата отключающей ступени ЗТП (ВозвОтклСтЗТП) определяется условием разрешения включения ЭД после срабатывания отключающей ступени:

– снижение значения нагрева электродвигателя ниже уставки разрешения одного пуска (ВозвОтклСтЗТП=Q1пуска);

– снижение значения нагрева электродвигателя ниже 0,95 уставки отключения (ВозвОтклСтЗТП=0.95*Q_{откл}).

20.4 Защита от блокировки ротора (ЗБР) и затянутого пуска (ЗП)

Защита от затянутого пуска может выполняться:

1. в виде МТЗ с независимой выдержкой времени (Опр.зат.пуск = по I и по t) (определение затянутого пуска по I и t) – применяется для ЭД с тяжелыми, длительными условиями пуска (недостаток – не используются в полной мере перегрузочные способности ЭД при снижении напряжения питания);

2. в виде защиты, вычисляющей тепловой импульс (Опр.зат.пуск = по $I^2 \cdot t$) (определение затянутого пуска по $I^2 \cdot t$ – лучше используются перегрузочные способности ЭД).

Для МТЗ с независимой выдержкой времени в качестве уставок используются:

– по току срабатывания – пусковой ток двигателя ($I_{\text{пуск}}$)

$$I_{\text{ЗПП}} = 2 \cdot I_{\text{НОМ.}} < k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ.}}, \quad (20-17)$$

где $I_{\text{ЗПП}}$ – ток срабатывания ЗПП;

$I_{\text{НОМ.}}$ – номинальный ток ЭД;

$k_{\text{П}}$ – кратность пускового тока ЭД.

– по времени срабатывания – время пуска ЭД с учетом увеличения времени пуска при снижении напряжения питания ($T_{\text{пуска}}$)

$$t_{\text{ЗПП}} = 1,25 \cdot t_{\text{П}}, \quad (20-18)$$

где $t_{\text{ЗПП}}$ – время срабатывания ЗПП;

$t_{\text{П}}$ – время пуска ЭД.

Для защиты, определяющей тепловой импульс в качестве уставок используются:

– по току срабатывания - пусковой ток двигателя ($I_{\text{пуск}}$)

$$I_{\text{ЗПП}} = 0,7 \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ.}}, \quad (20-19)$$

где $I_{\text{ЗПП}}$ – ток срабатывания ЗПП;

$I_{\text{НОМ.}}$ – номинальный ток ЭД;

$k_{\text{П}}$ – кратность пускового тока ЭД.

– по времени срабатывания – время пуска ЭД с учетом увеличения времени пуска при снижении напряжения питания ($T_{\text{пуска}}$)

$$t_{зПП} = 2,5 \cdot t_{П}, \quad (20-20)$$

где $t_{зПП}$ – время срабатывания ЗЗП;

$t_{П}$ – время пуска ЭД.

Для защиты от блокировки ротора время (Тср. БР) срабатывания должно быть отстроено от времени пуска ЭД (с учетом увеличения времени пуска при снижении напряжения)

$$t_{зБР} = 1,25 \cdot t_{П} + t_{з}, \quad (20-21)$$

где $t_{зБР}$ – время срабатывания защиты от блокировки ротора;

$t_{з}$ – время запаса, принимаемое равным 0,5с.

20.5 Ограничение количества пусков (ОКП)

Если завод-изготовитель ЭД нормирует максимальное число запусков n в час (Пусков за час), то минимальное время между пусками ($T_{\text{междпуск}}$) можно определить

$$t_{\text{МИН}} = \frac{3600 - 2 \cdot n \cdot t_{П}}{n + 1}, \quad (20-22)$$

где $t_{\text{МИН}}$ – минимальное время между пусками, с;

n – количество разрешенных пусков в час.

20.6 Защита от несимметричного режима (ЗНР)

Рекомендуемая уставка коэффициента несимметрии (Коеф.несим.) 20% (соответствует допустимой по ГОСТ несимметрии питающей сети).

Уставка по времени срабатывания (Тср. ЗНР) должна быть отстроена от максимального времени срабатывания защит при близких двухфазных КЗ в сети

$$t_{\text{ЗНР}} = t_{\text{ОТКЛ.КЗ}} + \Delta t, \quad (20-23)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.КЗ}}$ - максимальное время отключения двухфазного КЗ, при котором одно из линейных напряжений на выводах ЭД равно нулю;

Δt - степень селективности (0,4-0,5 с).

20.7 Защита минимального напряжения (ЗМН)

Для неответственных ЭД уставка по напряжению срабатывания ЗМН (Уср. ЗМН) выбирается равной $0,7 U_{\text{ном}}$. с выдержкой времени (Тср. ЗМН) $0,5 \dots 1,0$ с.

Для ответственных ЭД уставка по напряжению срабатывания ЗМН (Уср. ЗМН) выбирается равной $0,5 U_{\text{ном}}$. с выдержкой времени (Тср. ЗМН) $3,0 \dots 9,0$ с.

20.8 Защита от потери нагрузки

Защита контролирует снижение тока нагрузки и через выдержку времени действует на сигнал или отключение выключателя двигателя.

Уставка по току срабатывания ЗПН (I_{ср} ЗащПотНагр) рассчитывается

$$I_{\text{ЗПН}} = 0,8 \cdot I_{\text{НОМ.}} \quad (20-24)$$

Время срабатывания ЗПН (T_{ср} ЗащПотНагр) определяется

$$t_{\text{ЗПН}} = t_{\text{АВР}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (20-25)$$

где $t_{\text{АВР}}$ – время работы АВР или по требованиям технологического процесса;

$t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, 0,5 с.

20.9 Защита от обратной мощности и защита от асинхронного хода

Защита от обратной мощности

Защита от обратной мощности срабатывает если от электродвигателя на шины поступает активная мощность, превышающая уставку в течение времени заданного уставкой выдержки времени.

Уставка по активной мощности

$$P_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс.}} \cdot P_{\text{НОМ.}}, \quad (20-26)$$

где $k_{\text{отс.}}$ – коэффициент, равный 0,1.

Время срабатывание защиты выбирается равным 1 с.

Защита от асинхронного хода

В нормальном режиме работы (с опережающим $\cos\varphi=0,9$) вектор полного сопротивления прямой последовательности на выводах питания двигателя находится во 2-м квадранте (двигатель отдает реактивную мощность и потребляет активную) [22].

При потере возбуждения двигатель начинает потреблять из сети значительную реактивную мощность, но продолжает потреблять и активную, а вектор полного сопротивления смещается в 3-й квадрант.

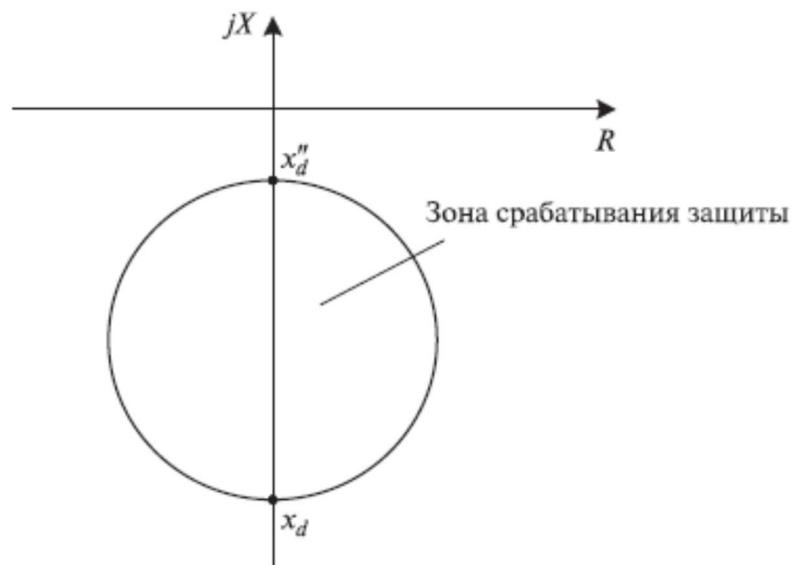


Рисунок 1-20 – Характеристика области срабатывания защиты

Сопrotивление на выводах СД при потере возбуждения может изменяться в диапазоне значений [22]

$$\text{от } fx_d'' \text{ до } gx_d, \quad (20-27)$$

где fx_d'' - сверхпереходное сопротивление СД, Ом;

x_d - индуктивное сопротивление прямой последовательности СД, Ом;

f и g – коэффициенты, изменяющиеся в пределах 0,3-0,5 и 1,1-1,4 соответственно.

Характеристика области срабатывания защиты СД от асинхронного режима выполняется в виде окружности, расположенной симметрично на комплексной плоскости относительно оси jX [22]. Окружность с центром на оси jX проходит через точки, находящиеся в диапазоне значений fx_d'' и gx_d (рис. 1-20).

Сверхпереходное сопротивление в именованных единицах определяют

$$x_d'' = \frac{x_d''(\%)r_{\sigma}}{100}, \quad (20-28)$$

Базисное сопротивление

$$r_{\sigma} = \frac{U_{\text{НОМ.}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{НОМ.}}}, \quad (20-29)$$

Индуктивное сопротивление в именованных единицах

$$x_d = \frac{x_d(\%)r_{\sigma}}{100}, \quad (20-30)$$

Время срабатывание защиты выбирается равным 1-2 с.

20.10 Дифференциальная защита электродвигателя

Уставки задаются в относительных единицах номинального тока ТТ, предназначенных для функций дифференциальной защиты двигателя (ДЗД).

ДЗД выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением. Имеется два варианта определения тормозного тока.

В первом случае тормозной ток равен

$$I_T = |I_1 - I_2|, \quad (20-31)$$

где I_1 - ток первой гармоники защищаемой фазы со стороны питания электродвигателя; I_2 - ток первой гармоники защищаемой фазы со стороны нейтрали.

Во втором случае тормозной ток равен

$$I_T = |I_1| + |I_2|, \quad (20-32)$$

Ток срабатывания ДЗД ($I_{\text{до ДЗД}}$) в отсутствии торможения определяется

$$I_{ДЗД} \geq k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (20-33)$$

где $I_{ДЗД}$ - начальный ток срабатывания ДЗД;

$k_{ОТС} = 1,2$ - коэффициент отстройки;

$I_{НБ.РАСЧ}$ - максимальное значение тока небаланса при номинальном токе двигателя определяется

$$I_{НБ.РАСЧ} = (\varepsilon_2 + \gamma + \delta) \cdot I_{НОМ}, \quad (20-34)$$

где ε_2 - полная относительная погрешность выбранных трансформаторов тока при номинальном токе электродвигателя (для ТТ, установленных со стороны нейтрали электродвигателя);

γ - основная относительная погрешность измерения дифференциального тока цифровым устройством РЗА (складывается из погрешностей измерения двух токовых каналов, погрешность каждого - 2,5%);

δ - технологический запас, обусловленный наличием дополнительной погрешности измерения устройством. Для расчетов принимается равным половине основной погрешности измерения дифференциального тока ($\delta=2,5\%$);

$I_{НОМ}$ - номинальный ток электродвигателя.

Коэффициент торможения первого участка $k_{Т1}$ дифференциальной защиты вычисляют

$$k_{Т1} = k_{ОТС} \cdot (\varepsilon_1 + \gamma + \delta), \quad (20-35)$$

где ε_1 - полная относительная погрешность выбранных трансформаторов тока при токе, соответствующем максимальному броску апериодической составляющей пускового тока электродвигателя (для ТТ, установленных со стороны нейтрали электродвигателя);

Величины ε_1 и ε_2 определяются по типовой кривой намагничивания ТТ.

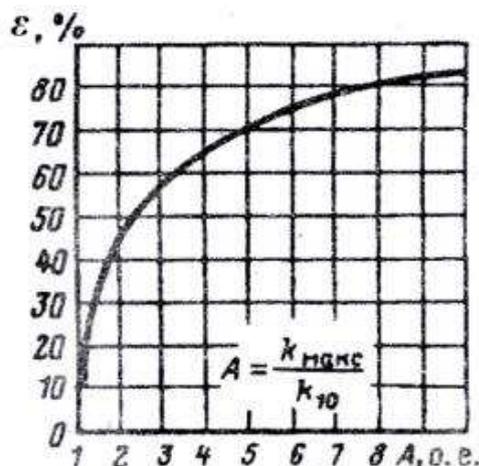


Рисунок 1-21 – Типовая кривая намагничивания [18]: $k_{\text{МАКС}}$ - максимальная кратность измеряемого тока по отношению к номинальному току трансформатора тока; k_{10} - допустимая кратность измеряемого тока, соответствующая погрешности $\varepsilon=10\%$

Ток начала первого участка торможения I_{T1} определяется

$$I_{\text{T1}} = \frac{I_{\text{ДЗД}}}{k_{\text{T1}}}, \quad (20-36)$$

Ток начала второго участка торможения I_{T2} определяется

$$I_{\text{T2}} = 2...2,5 \cdot I_{\text{T1}}. \quad (20-37)$$

Коэффициент торможения второго участка принимается $k_{\text{T2}} = 1,0$.

Уставка срабатывания дифференциальной токовой отсечки определяется

$$I_{\text{ДОД}} \geq k_{\text{АПЕР.}} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ.}}, \quad (20-38)$$

где $k_{\text{АПЕР.}} = 1,8$ - коэффициент апериодической составляющей.

Время срабатывания ДЗД принимаем 0,05 с, время срабатывания ДОД – 0,02 с.

21 Примеры расчета уставок рассматриваемых защит

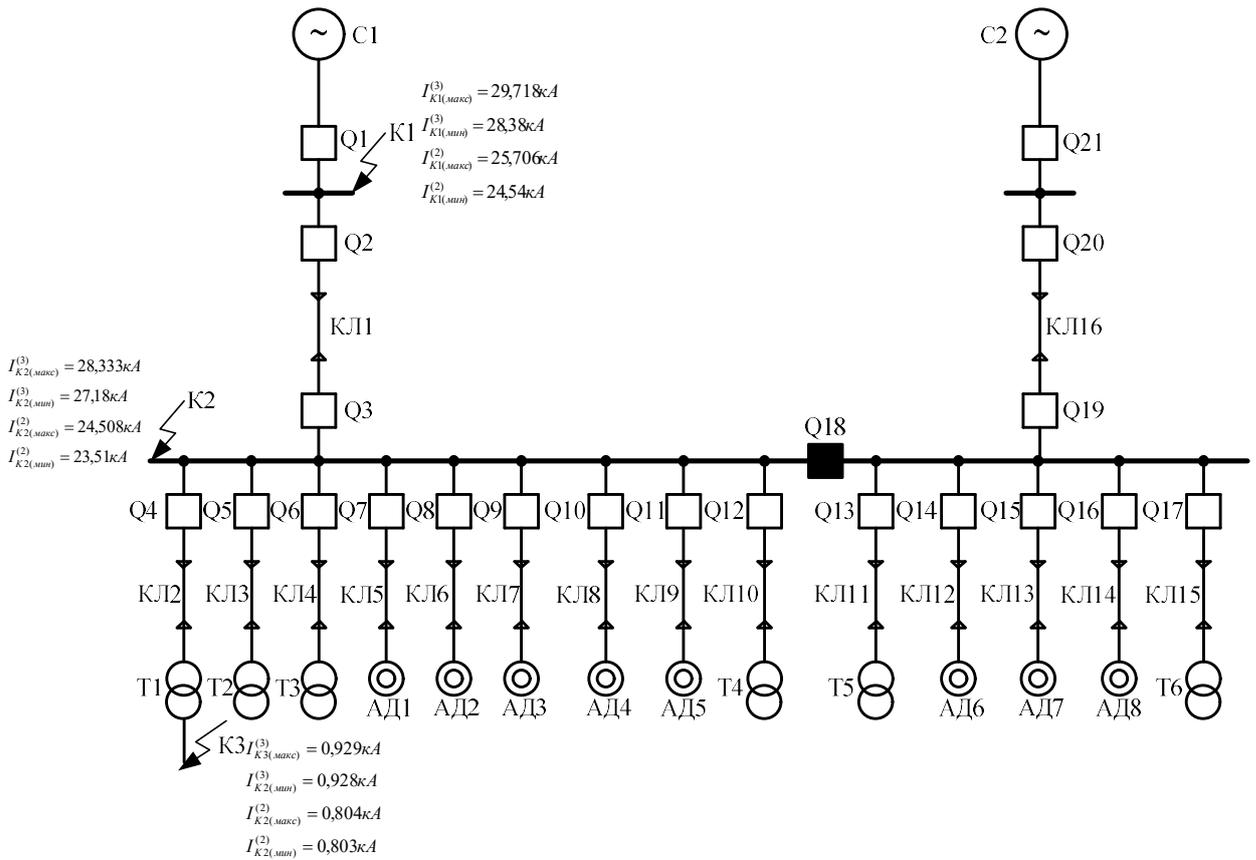


Рисунок 1-22 – Расчетная схема

Таблица 1.5

Данные системы:					
	$X_{макс}, \text{ Ом}$	$R_{макс}, \text{ Ом}$	$X_{мин}, \text{ Ом}$	$R_{мин}, \text{ Ом}$	
C1	0,194	0,014	0,203	0,017	
C2	0,194	0,014	0,203	0,017	
Кабельные линии:					
	$S, \text{ мм}^2$	$l, \text{ км}$	$X_{уд}, \text{ Ом/км}$	$R_{уд}, \text{ Ом/км}$	n
КЛ1	185	0,394	0,073	0,167	2
КЛ2	150	0,150	0,078	0,326	1
КЛ3	150	0,147	0,078	0,326	1
КЛ4	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ5	150	0,050	0,078	0,326	1
КЛ6	150	0,048	0,078	0,326	1
КЛ7	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ8	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ9	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ10	150	0,05	0,078	0,326	1
КЛ11	150	0,5	0,078	0,326	1
КЛ12	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ13	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ14	150	0,041	0,078	0,326	1

Продолжение таблицы 1.5

Кабельные линии:					
	S, мм ²	l, км	X _{уд} , Ом/км	R _{уд} , Ом/км	n
КЛ15	150	0,041	0,078	0,326	1
КЛ16	185	0,382	0,073	0,167	2
Трансформаторы:					
	S, кВА	P _к , кВт	u _к , %		
T1, T2, T4, T5	1000	2,6	6		
T3, T6	750	2,6	6		
Электродвигатели:					
	P, кВт	K _п	η	K _з	cosφ
АД1- АД8	190	5	0,915	0,7	0,87

Выбор уставок защит двухмоточного понижающего трансформатора Т1 10,5/0,4 кВ

Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора Т1

Ток срабатывания защиты, с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей, определяют

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_{cзн}}{k_g} \cdot I_{раб.макс} = \frac{1,1 \cdot 1,3}{0,94} 170 A = 258,62 A,$$

Время срабатывания защиты принимается равным 0,3 с.

Чувствительность МТЗ проверяется по коэффициенту чувствительности защиты со стороны 0,4 кВ

$$k_{ч} = I_{кз}^{(2)} / I_{c.з} = 803 / 258,62 = 3,1,$$

где: k_ч – коэффициент чувствительности в основной зоне работы защиты;

I_{кз}⁽²⁾ - ток двухфазного КЗ на выводах трансформатора со стороны 0,4 кВ;

I_{с.з} – значение уставки тока срабатывания защиты.

Согласно нормам ПУЭ коэффициент чувствительности для основной зоны действия защиты должен быть не менее k_ч ≥ 1,5 и для зоны резервирования k_ч ≥ 1,2. Если при построении защиты возникают серьезные трудности с обеспечением заданной чувствительности в зоне резервирования, то ПУЭ допускает не обеспечивать резервирование защит в конце отходящих линий.

Токовая отсечка от междуфазных КЗ.

По условиям селективности токовая отсечка не должна срабатывать при КЗ на стороне 0,4 кВ. Уставка срабатывания реле выбирается больше значения тока трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ

$$I_{c.o} = I_{кз}^{(3)} k_{отс} = 929 \cdot 1,1 = 1022 A$$

Чувствительность ТО проверяется по коэффициенту чувствительности защиты на выводах трансформатора 10,5 кВ

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 21720 / 1022 = 21,3$$

Выбор уставок защит секционного выключателя

Максимальная токовая защита

Максимальный ток нагрузки каждой секции равен

$$I_{\text{ном.секц}} = \frac{S_{\text{секц}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{4841,9}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 266,6 \text{ A}$$

Ток срабатывания защиты секционного выключателя:

а) по условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{г}}} k_{\text{сзн}} I_{\text{ном.секц}} = \frac{1,1}{0,94} 2,2 \cdot 266,6 = 686,35 \text{ A}$$

б) по условию согласования по чувствительности с защитой отходящих линий

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} (I_{\text{с.з.пред}} + I_{\text{ном.секц}}) = 1,1 \cdot (258,62 + 266,6) = 577,74 \text{ A}$$

в) проверка чувствительности

в основной зоне (на шинах 10 кВ)

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 23051 / 686,35 = 34,3$$

в резервной зоне (в конце кабельной линии)

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 21720 / 686,35 = 31,6$$

Выдержка времени защиты принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,3$ с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Выбор уставок защит кабельной линии (КЛ2)

Максимальная токовая защита

Ток срабатывания защиты КЛ2:

а) отстройка от тока нагрузки одной секции и самозапуска другой

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{г}}} (k_{\text{сзн}} I_{\text{ном.секц}} + I_{\text{ном.секц}}) = \frac{1,1}{0,94} (2,2 \cdot 266,6 + 266,6) = 998,3 \text{ A}$$

б) по условию согласования с защитой секционного выключателя

$$I_{\text{с.з}} = k_{\text{отс}} (I_{\text{с.з.св}} + I_{\text{ном.секц}}) = 1,1 (686,35 + 266,6) = 1048,2 \text{ A}$$

в) проверка чувствительности

в основной зоне (на шинах 10 кВ)

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 23051 / 1048,2 = 22,4$$

в резервной зоне (в конце кабельной линии)

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 21720 / 1048,2 = 20,7$$

Токовая отсечка от междуфазных КЗ.

По условиям селективности токовая отсечка не должна срабатывать при КЗ в конце КЛ2. Уставка срабатывания реле выбирается больше значения тока трехфазного КЗ в конце КЛ2 (точка К2)

$$I_{\text{с.о}} = I_{\text{кз}}^{(3)} k_{\text{омс}} = 1,1 \cdot 28,33 = 31163 \text{ A}$$

Чувствительность ТО проверяется по коэффициенту чувствительности защиты на вводе КЛ2 точка К1

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} = 24540 / 31163 = 0,8 < 1,2$$

Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

Собственный емкостной ток линии (на примере КЛ5 к АД1) по формуле:

Для известного (150 мм²) сечения кабеля КЛ2 по табл. 2.1 определим значение

$$I_{\text{с0}} = 1,3 \text{ A/км.}$$

$$I_{\text{с.л.}} = n \cdot I_{\text{с0л}} \cdot l_{\text{л}} = 1 \cdot 1,3 \cdot 0,15 = 0,195 \text{ A}$$

Ток срабатывания ненаправленной ЗОЗЗ

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{омс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.л.}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,195 = 0,468 \text{ A}$$

Время срабатывания ЗОЗЗ принимается равным 0,2 с

Расчёт токовых защит с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания

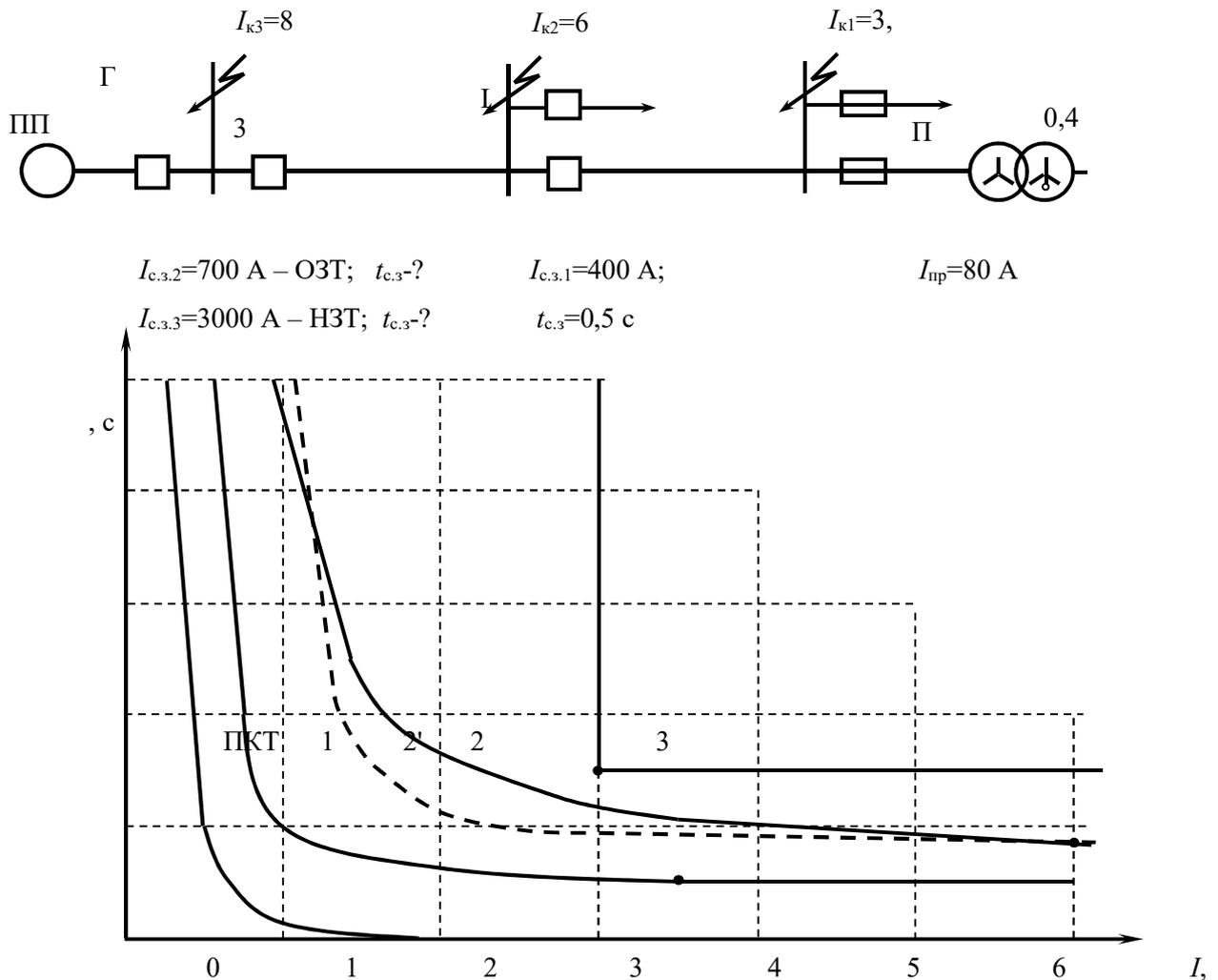


Рисунок 1-23 - Согласования времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

Порядок построения карты селективности следующий (рис. 1-23, б).

В начале строится время-токовая характеристика плавкого предохранителя ПКТ по каталожным данным. Построенная характеристика ПКТ смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой. Определяется ток плавления плавкой вставки при времени плавления, равном 5 с. Указанный ток по ОЗТ характеристике предохранителя составляет $I_{пл} = 300 \text{ A}$. Ток срабатывания последующей защиты должен быть не менее, чем на 20 % больше значения тока $I_{пл}$. Данное условие выполняется, т.к. $1,2I_{пл} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A}$ меньше тока срабатывания защиты 1 ($I_{с.3,1} = 400 \text{ A}$). На карте селективности строится время-токовая характеристика индукционного реле РТ-80 (кривая 1). Данную кривую можно построить по типовым кривым реле РТ-80 с временем

Редакция от 18.03.2025

срабатывания равным 0,5 с. Однако можно воспользоваться математическим выражением, описывающим ОЗТ характеристику реле типа РТ-80:

$$t_{c.3} = \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} + T_{уст} ,$$

где $T_{уст}$ – уставка по времени в независимой части ОЗТ характеристики при $I_* \geq 8$.

Для построения кривой последующей цифровой защиты 2 определяется расчетная точка "в" с координатами $I_{*в} = I_{K2} = 6$ кА и $t_{*в} = t_{c.31} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8$ с. Кратность тока КЗ в расчетной точке "в": $I_* = 6000/700 = 8,57$. Если бы на ГПП использовалось цифровое реле, то для защиты 2 целесообразно применить ОЗТ характеристику аналогичную реле РТ-80. Тогда указанную выше формулу перепишем:

$$T_{уст} = t_{c.3} - \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка на реле $T_{уст} = 0,77$ с. Определим время срабатывания $t_{c.32}$ при произвольных значениях кратности I_* :

$$I_* = 1,5 \text{ (1050 A)} \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(1,5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 5,15 \text{ с;}$$

$$I_* = 2 \text{ (1400 A)} \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(2 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 2,03 \text{ с;}$$

$$I_* = 3 \text{ (2100 A)} \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(3 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 1,13 \text{ с;}$$

$$I_* = 5 \text{ (3500 A)} \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,87 \text{ с;}$$

$$I_* = 8,57 \text{ (6000 A)} \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,8 \text{ с.}$$

На рисунке 1-23, б штрихпунктирной линией показана кривая 2' – аналог реле РТ-80.

Однако по условию задачи на ГПП применяется ЦР, у которых не имеется аналога реле РТ-80. Поэтому для защиты 2 применяем нормальную ОЗТ характеристику по стандарту МЭК. В начале определяется коэффициент времени

$$K = t_{c.3} (I_*^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,8 (8,57^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,25.$$

Затем определим $t_{c.32}$ для различных кратностей тока КЗ

$$I_* = 1,5 \text{ (1050 A)} \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 4,3 \text{ с;}$$

$$I_* = 2 \text{ (1400 A)} \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (2^{0,02} - 1) = 2,5 \text{ с;}$$

$$I_* = 3 \text{ (2100 A)} \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (3^{0,02} - 1) = 1,58 \text{ с;}$$

$$I_* = 5 \text{ (3500 A)} \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (5^{0,02} - 1) = 1,07 \text{ с;}$$

$$I^* = 8,57 \text{ (6000 A)} \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (8,57^{0,02} - 1) = 0,8 \text{ с.}$$

На рисунке 1-23, б построена «нормальная» ОЗТ характеристика защиты 2 (кривая 2). Кривая 2 хуже согласовывается с кривой 1, чем кривая 2'.

Последняя защита 3 (защита ввода или секционного выключателя ГПП) по условию задачи выполнена с независимой от тока характеристикой срабатывания и имеет уставку по току $I_{c.33} = 3000 \text{ A}$. Для определения времени срабатывания защиты 3 на карте селективности строится кривая 3 с координатами угловой точки "с": $I_{c^*} = I_{c.33} = 3 \text{ кА}$ и $t_{c^*} = t_{c.32} + \Delta t$.

Определим время срабатывания защиты 2 при токе КЗ равном 3 кА:

$$I^* = 3000/700=4,29 \quad t_{c.32} = 0,25 \cdot 0,14 / (4,29^{0,02} - 1) = 1,19 \text{ с.}$$

Приняв $\Delta t=0,3 \text{ с}$, получим уставку по времени защиты 3

$$t_{c.33} = 1,19+0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

При меньшем значении тока срабатывания, например, $I_{c.33} = 2 \text{ кА}$ время срабатывания защиты 3 пришлось бы принять равным 2 с (см. рис. 1-23, б).

16.1 Расчёт дистанционной защиты

Для проведения моделирования выбрана сеть 35 кВ содержащая три линии и четыре подстанции, две из которых являются узловыми и имеют связь с системой высшего напряжения (рисунок 1-24). Две подстанции являются промежуточными понизительными. Параметры систем, линий, силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов и нагрузки подстанций приведены далее.

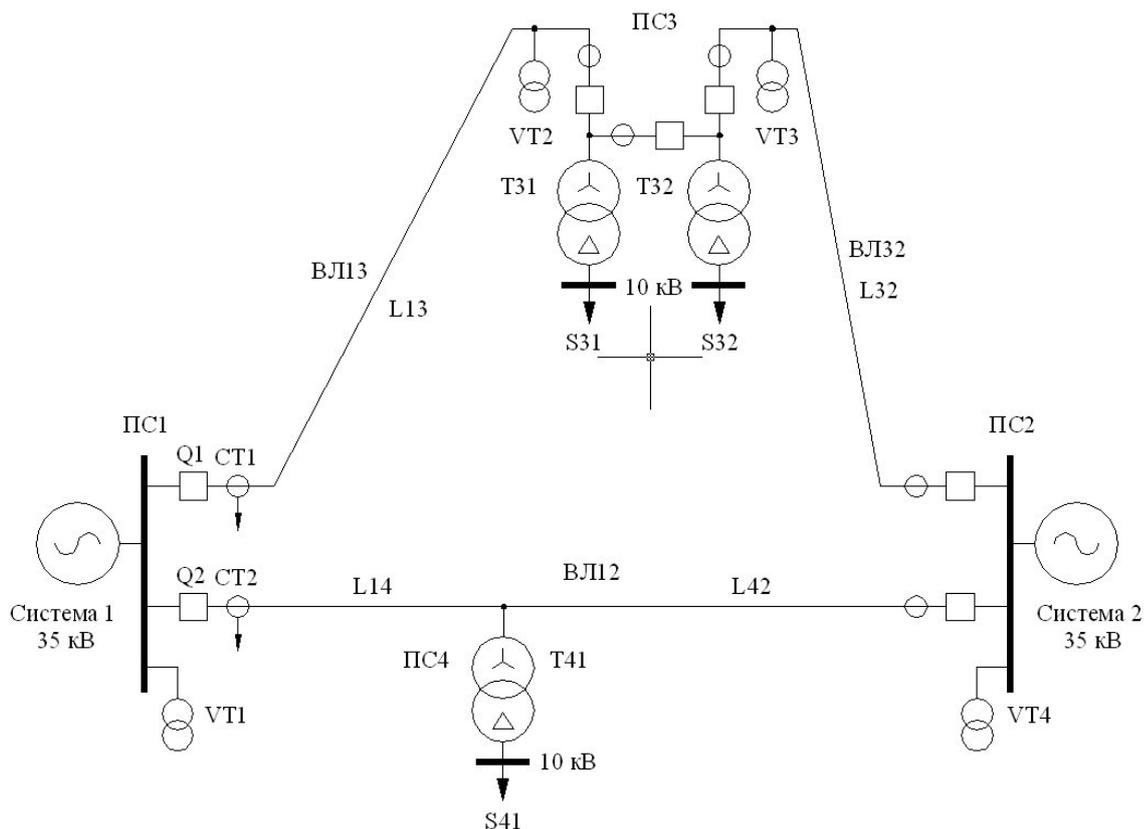


Рисунок 1-24 - Расчетная схема

	ЭДС, кВ	Сопротивление прямой последовательности, Ом	Фазовый угол, град.
Система 35 кВ 1	38,5	0,286 + j2,7	0
Система 35 кВ 2	37,2	0,456 + j4,3	-5

Линия	Длина, км	Марка провода	Сопротивление прям. посл. Ом	Сопротивление нул.. посл. Ом	Емк. ток ОЗЗ, А
ВЛ13	16	АС-95	4,816 + j6,736	7,224 + j20,208	1,6
ВЛ32	12	АС-95	3,612 + j5,052	5,418 + j15,156	1,2
ВЛ12 (ПС1-ПС4)	6	АС-120	1,464 + j2,484	2,196 + j7,452	1,4
ВЛ12 (ПС4-ПС2)	8	АС-120	1,952 + j3,312	2,928 + j9,936	

Трансформатор	Тип	Номинальное напряжение, кВ	U _к , %	P _к , кВт	P _х , кВт	i _х , %	Нагрузка, МВА
T31, T32	ТМН-4000/35	35 / 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,98 + j1,84
T41	ТМН-2500/35	35 / 11	6,5	26,0	5,1	1,1	1,8 + j0,87

Измерительные трансформаторы тока: ТФЗМ-35Б-1 300 / 5 А.

$Z_{2НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$ ($\cos \varphi = 0,8$); $K_{10} = 30$; $Q_{МАГН} = 19,2 \text{ см}^2$; $L_{СР} = 0,82 \text{ м}$; $W_1 = 4$;
 $W_2 = 239$; $R_{2ОБМ} = 0,45 \text{ Ом}$.

Расчёт

Расчёт будем производить для линии ВЛ12.

Первая ступень ДЗ-1:

а) по условиям отстройки от КЗ, за трансформатором ответвлений

$$Z'_{c.3.1} \leq 0,85(Z_I + Z_{отв} + Z_{Tr1мин}) = 0,85(1,464 + j2,484 + 0 + j31,850) = (1,244 + j29,184) \text{ Ом};$$

$$Z'_{c.3.1} \leq 29,211 \text{ Ом}$$

где $Z_{Tr1мин}$ определяется

$$Z_{Trмин} = \frac{u_{к.мин} U_{мин.ВН}^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{u_{к.мин} [U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 S_{ном.тр}} = \frac{6,5 * 35^2 * 10^6}{100 * 2,5 * 10^6} = 31,85 \text{ Ом}$$

б) по условию отстройки от КЗ на шинах подстанции, примыкающей к противоположному концу линии

$$Z'_{c.3.1} \leq 0,85(1,952 + j3,312 + 1,464 + j2,484) = 0,85(3,416 + j5,796) = (2,904 + j4,927) \text{ Ом}.$$

$$Z'_{c.3.1} \leq 5,720 \text{ Ом}$$

Принимаем за уставку наименьшее из полученных значений $Z'_{c.3.1} \leq 5,720 \text{ Ом}$.

Вторая ступень ДЗ-2:

б) по условию согласования с первой ступенью ДЗ предыдущего участка

$$Z''_{c.3.1} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III}) + 0,78 Z'_{c.3.3} = (2,904 + j4,927) + 0,78 * 0,85 * (3,612 + j5,052) = 5,299 + j8,276;$$

$$Z''_{c.3.1} \leq 9,827 \text{ Ом}$$

в) по условию отстройки от КЗ за трансформатором противоположной подстанции

$$Z''_{c.3.1} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III} + Z_{Tr3мин}),$$

Трансформатор подстанции 2 отсутствует.

Принимаем за уставку наименьшее из полученных значений $Z''_{c.3.1} \leq 9,827 \text{ Ом}$.

Выбор времени срабатывания второй ступени

$$t''_{c.3.1} = t'_{c.3.2} + \Delta t = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с}$$

Третья ступень ДЗ-3

$$Z'''_{c.3.1} \leq \frac{U_{с.мин.мф}}{\sqrt{3} \cdot k_{сзн} \cdot k_n \cdot k_6 \cdot I_{раб.макс}} = \frac{0,9 \cdot 35 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 96,621} = 99,590 \text{ Ом},$$

$$Z_{c.з.}^{III} \leq 99,590 \text{ Ом},$$

а) по условию согласования со второй ступенью ДЗ предыдущего участка

$$Z_{c.з.1}^{III} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III}) + 0,78Z_{c.з.3}^{II} = (5,299 + j8,276) + 0,78*(3,612 + j5,052) = 8,116 + j12,217;$$

$$Z_{c.з.1}^{III} \leq 14,667 \text{ Ом}$$

б) по условию отстройки от КЗ за трансформатором противоположной подстанции

$$Z_{c.з.1}^{III} \leq 0,85(Z_I + Z_{II} + Z_{III} + Z_{ТрЗ.мин}),$$

Трансформатор подстанции 2 отсутствует.

Выбор времени срабатывания второй ступени

$$t_{c.з.1}^{III} = t_{c.з.1}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}$$

Расчёт активных и индуктивных сопротивлений срабатывания соответствующих ступеней

Расчёт угла линии

$$\phi_L = \text{actg}\left(\frac{X_L}{R_L}\right) \approx 59,486^\circ$$

Расчёт индуктивного сопротивления ступеней ДЗ

$$X_{уст}^I = Z_{уст} \sin \phi_L = 5,720 * \sin 59,486 = 4,928 \text{ Ом}$$

$$X_{уст}^{II} = Z_{уст} \sin \phi_L = 9,827 * \sin 59,486 = 8,466 \text{ Ом}$$

$$X_{уст}^{III} = Z_{уст} \sin \phi_{нагр} = Z_{уст} \sin \phi_L = 99,590 * \sin 25,796 = 43,338 \text{ Ом}$$

Расчёт активного сопротивления ступеней ДЗ:

$$R_{уст}^I = 1,25(R_\delta / 2 + Z_{уст} \cos \phi_L) = 1,25(3 / 2 + 5,720 * \cos 59,486) = 5,505,$$

где $R_\delta = \frac{2l_\delta \cdot (Z_C + Z_{уст})}{\frac{U_L}{1050} - l_\delta},$

Длина дуги не известно, поэтому R_δ принимаем 3 Ом.

$$R_{уст}^{II} = 1,25(R_\delta / 2 + Z_{уст} \cos \phi_L) = 1,25(3 / 2 + 9,827 * \cos 59,486) = 8,112$$

$$R_{уст}^{III} = 1,25(R_\delta / 2 + Z_{уст} \cos \phi_{нагр}) = 1,25(3 / 2 + 14,667 * \cos 25,796) = 18,382$$

Угол нагрузки равен $25,796^\circ$, при это угол выреза принимается равным $37,796^\circ$.

Активное сопротивление $R_{ВЫРЕЗА}$ определяется следующим образом

$$R_{\text{выреза}} \leq \frac{U_{\text{с.мин.мф}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{сзн}} \cdot I_{\text{раб.макс}}} (\cos \phi_{\text{НАГР}} - \sin \phi_{\text{НАГР}} \cdot \text{ctg} \phi_1),$$

$$R_{\text{выреза}} \leq \frac{35 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 96,621} (\cos 25,796 - \sin 25,796 \cdot \text{ctg} 59,486),$$

$$R_{\text{выреза}} \leq 89,791 \text{ Ом}$$

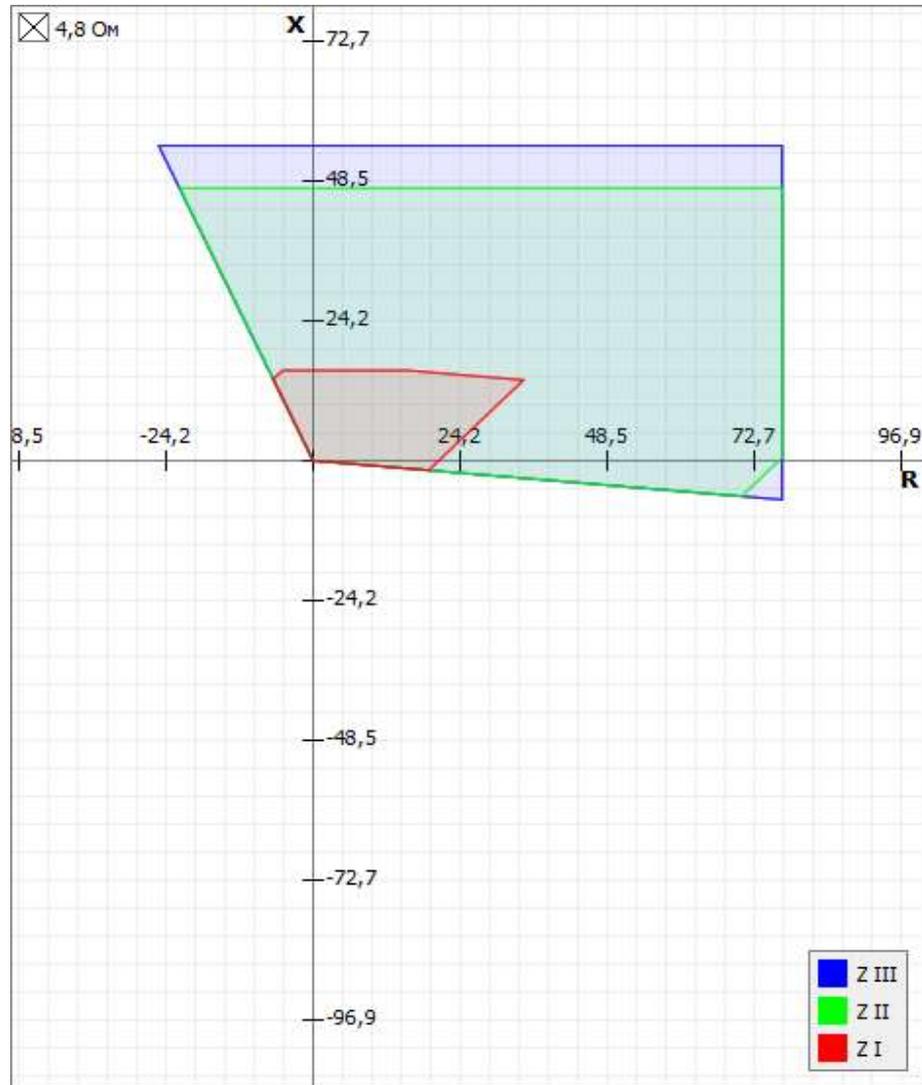


Рисунок 1-25 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Режим отключенной параллельной линии равносителен ее отсутствию, поэтому $KK_X = KK_R = 1$.

Блокировка от качаний (БК)

Для функции дистанционной защиты в терминалах БЭ2502А10ХХ предусмотрен пуск то току и напряжению.

Необходим выбор трех уставок пускового органа:

$U_{\text{мф. мин}}$ – уставка органа напряжения, выявляющего посадку хотя бы одного междуфазного напряжения;

$I_{ф>}$ - уставка чувствительного пускового органа по току, действующая в случае наличия посадки напряжения;

$I_{ф>>}$ - уставка грубого пускового органа по току, которая действует в случае отсутствия посадки напряжения, либо если пуск по напряжению вообще отключен.

Уставка $I_{ф>>}$ равна примерно $(2,5-3)I_{раб.макс}$ – уставке обычной максимальной токовой защиты.

$$I_{ф>>} = 3 * 96,621 = 289,863 A;$$

Уставки пуска по току и напряжению $I_{ф>}$ и $U_{мф.мин}$ рекомендует определять, как уставки максимальной токовой защиты с пуском по напряжению:

$$I_{ф>} \geq \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} I_{раб.макс};$$

$$I_{ф>} \geq 1,5 * 96,621;$$

$$I_{ф>} \geq 144,932 A;$$

В результате данная уставка получается равной $(1,3-1,5)I_{раб.макс}$.

Уставка по $U_{мф.мин}$ должна выбираться по условию отстройки от минимального напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей после отключения внешнего короткого замыкания:

$$U_{мф.мин} \leq \frac{U_{мин}}{k_{отс} k_{\epsilon}},$$

где $U_{мин}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска двигателей, должно определяться расчетом; ориентировочно можно принять равным $(0,8-0,9)U_{раб.мин}$.

$$U_{мф.мин} \leq 0,9 * 35,$$

$$U_{мф.мин} \leq 31,5 кВ.$$

В общем случае при наличии в режиме качаний как тока прямой последовательности, так и тока обратной последовательности (обусловленного наличием несимметрии в системе, например нагрузки) уставка выбирается по выражению:

$$\Delta I_{2чувст} = K_{отс} \cdot (K_{нб.осн} \cdot I_{2 кач} + K_{нб.доп} \cdot I_{1 кач} + I_{нб.доп})$$

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, $K_{отс} = 1,2$;

$I_{2 кач}$ – вторичный ток обратной последовательности в режиме качаний;

$I_{1 кач}$ – вторичный ток прямой последовательности в режиме качаний;

$I_{нб.доп}$ – дополнительная составляющая небаланса цепочки фильтров (принимается 0,01 А);

$K_{НБ.ОСН}$ – коэффициент небаланса по основному сигналу фильтра аварийных составляющих (в данном выражении – ток обратной последовательности), выбирается согласно таблице 1 исходя из известной частоты скольжения;

$K_{НБ.ДОП}$ – коэффициент небаланса по дополнительному сигналу фильтра аварийных составляющих (в данном выражении – ток прямой последовательности), при расчете уставки

Рекомендуется ограничить минимальное значение уставки « $\Delta I_{2ЧУВСТ}$ » порогом $0,08I_{НОМ}$, где $I_{НОМ}$ – номинальный вторичный ток 1 или 5А.

$$\Delta I_{2ЧУВСТ} = 0,08 \cdot 5 = 0,4 \text{ А}$$

$$\Delta I_{1ЧУВСТ} = 0,08 \cdot 5 = 0,4 \text{ А}$$

$$\Delta I_{2ГРУБ} = 2 \cdot \Delta I_{2ЧУВСТ} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ А}$$

$$\Delta I_{1ГРУБ} = 2 \cdot \Delta I_{1ЧУВСТ} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ А}$$

БНН

При обрыве одного из проводов, подводящих фазные напряжения к терминалу в симметричном нагрузочном режиме с номинальными фазными напряжениями в 58 В появляется вторичное фазное напряжение обратной последовательности величиной в 19 В. Для выявления такого режима рекомендуется принимать уставку по $U_{2КОНТР.}$ порядка 10-15 В.

Это соответствует первичному напряжению обратной последовательности:

$$U_2 = U_{2КОНТР} \cdot k_U = 10 \cdot 350 = 3500 \text{ В},$$

где k_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Но если напряжение обратной последовательности появилось в первичной сети в результате несимметричного КЗ, то в этой сети появится и ток обратной последовательности величиной:

$$I_2 = U_2 / X_{2сист} = 3500 / 2,7 = 1296,296 \text{ А}$$

где $X_{2сист.}$ – сопротивление обратной последовательности эквивалентной системы, расположенной «за спиной» защиты.

Алгоритм выявления неисправности в цепях ТН проверяет, что ток обратной последовательности значительно ниже этой расчетной величины. Поэтому уставку по I_2 рекомендуется принимать равной:

$$I_2 = \frac{U_{2КОНТР} \cdot k_U}{X_{2сист}} \cdot \frac{1}{k_i \cdot k_{отстр}} = \frac{3500}{2,7} \cdot \frac{1}{300 / 5 \cdot 1,5} = 14,403 \text{ А}$$

где k_i – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{отстр}$ – коэффициент отстройки, равный 1,5-2.

16.2 Пример расчета уставок устройства релейной защиты и автоматики БЭ2502A04XX, БЭ2502A05XX и БЭ2502A11XX

№ Ячейки Наименование ячейки	11	9	5	3	1	2	4	6	8	10	12	
	СД	Тр-р.	3 х АД	АД	Ввод 1 секции	СВ	СР	Ввод 2 секции	АД	3 х АД	Тр-р.	СД
Номинальные пар оборудования	P=4000 кВт I _{ном} =431 А I _п =6,3 х I _{ном} η=97,3% cos φ=0,89	Клп=6,3/0,4 S _{ном} =1000 кВА U _{кз} =7,6%	P=250 кВт I _{ном} =294 А I _п =5,8 х I _{ном} η=94,5% cos φ=0,91	P=630 кВт I _{ном} =71 А I _п =5,8 х I _{ном} η=95,7% cos φ=0,89	I _{ном} =1500 А X _с =0,345 Ом cos φ=0,89	I _{ном} =1000 А X _с =0,345 Ом cos φ=0,89	I _{ном} =1000 А X _с =0,345 Ом cos φ=0,89	P=630 кВт I _{ном} =71 А I _п =5,8 х I _{ном} η=95,7% cos φ=0,89	P=250 кВт I _{ном} =294 А I _п =5,8 х I _{ном} η=94,5% cos φ=0,91	Клп=6,3/0,4 S _{ном} =1000 кВА U _{кз} =7,6%	P=4000 кВт I _{ном} =431 А I _п =6,3 х I _{ном} η=97,3% cos φ=0,89	
Длина КЛ, км	0,25	0,51	0,17	0,3				0,3	0,17	0,51	0,25	
Тип, сечение кабеля	ПВВнг (А) J-LS 3 х 240 R=0,0754 Ом км Xl=0,094 Ом км E=0,59 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км				ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 95 R=0,193 Ом км Xl=0,112 Ом км E=0,41 мкФ км	ПВВнг (А) J-LS 3 х 240 R=0,0754 Ом км Xl=0,094 Ом км E=0,59 мкФ км	

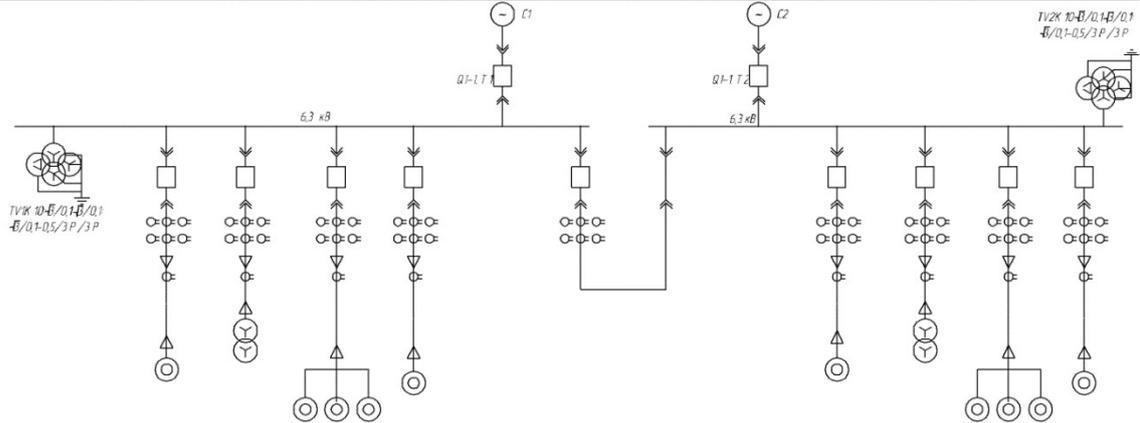


Рисунок 1-26 - Расчетная схема

Исходные данные

$$U_{НОМ.} = 6300В$$

$$t_{МТЗ/В.} = 0,3сек$$

ЗМН

Напряжение срабатывания ЗМН-1

$$U_{С.3.1} = 0,7 \cdot U_{НОМ.} = 0,7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \approx 2546(В)$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода

$$t_1 = t_{МТЗ/В.} = 0,3(сек)$$

Напряжение срабатывания ЗМН-2

$$U_{С.3.2} = 0,5 \cdot U_{НОМ.} = 0,5 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} \approx 1819(В)$$

где $U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение;

$U_{С.3.2}$ - напряжение срабатывания второй ступени ЗМН (ЗМН-2);

Выдержка времени второй ступени $t_2 = 9 \text{сек}$.

Уставки защиты от однофазных замыканий на землю (ЗОЗ)

Определим напряжение небаланса ФННП

$$U_{0 \text{НБ макс ФННП}} = \frac{U_{\text{ф ном}} \cdot f_U}{2} = \frac{6300 \cdot 0,03}{2 \cdot \sqrt{3}} \approx 54,6(B)$$

По рисунку 1.8.1 видно, что сеть работает с изолированной нейтралью. Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали

практически равно нулю $U_{\text{N макс}} \approx 0$

Расчетное напряжение небаланса

$$U_{0 \text{НБ макс}} = |U_{0 \text{НБ макс ФННП}}| + |U_{\text{N макс}}| = 54,6 + 0 = 54,6(B)$$

Напряжение срабатывания защиты

$$U_{0 \text{СС.3}} \leq k_{\text{отс}} \cdot U_{0 \text{НБ макс}} = 1,2 \cdot 54,6 = 65,52(B)$$

$k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешности расчетов и необходимый запас (принимается равным 1,2).

Уставки автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического включения резерва (АВР).

Время деионизации $t_{\text{д.}} = 0,3 \text{сек}$.

Время деионизации $t_{\text{ГП.}} = 0,7 \text{сек}$.

Время действия защиты питающей линии $t_{\text{защ.}} = 0,5 \text{сек}$.

Время отключения выключателя питающей линии $t_{\text{откл.В}} = 0,07 \text{сек}$.

Время включения выключателя питающей линии $t_{\text{вкл.В}} = 0,1 \text{сек}$.

Определим время срабатывания АПВ

$$t_{1 \text{ААП}} \geq 0,3 + 0,3 = 0,6(\text{сек}) ;$$

$$t_{1 \text{ААП}} \geq 0,7 + 0,3 = 1,0(\text{сек}) .$$

Выбираем большее $t_{1 \text{ААП}} = 1,0 \text{сек}$.

Выберем уставки для защиты минимального напряжения

$$U_{\text{С.З.}} = 0,6 \cdot U_{\text{ном}} = 0,6 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3}} = 2182(B) .$$

Определим время срабатывания АВР по формуле (1.3.2) для схем с АПВ питающей линии (примем $\Delta t_{\text{защ}} = 0,03 \text{сек}$, $\Delta t_{\text{АПВ}} = 0,03 \text{сек}$, $t_{\text{зан}} = 0,03 \text{сек}$)

$$t_1 \geq 0,5 + 1,0 + 0,07 + 0,1 + 0,3 + 0,3 + 0,3 = 2,57(\text{сек}), \text{ примем } t_1 = 2,6(\text{сек}) .$$

АРКТ

Пример. На подстанции С установлен двухобмоточный трансформатор 110 кВ мощностью 20 М·ВА, снабженный переключателем РГ1Н с автоматическим управлением. Номинальное напряжение обмоток трансформатора $110 \pm 8 \times 1,5\% / 6,6$ кВ. Номинальный ток обмотки 6,6 кВ— 1700 А. Трансформатор питает удаленный потребитель А и близкорасположенный потребитель Б с номинальными напряжениями—6 кв.

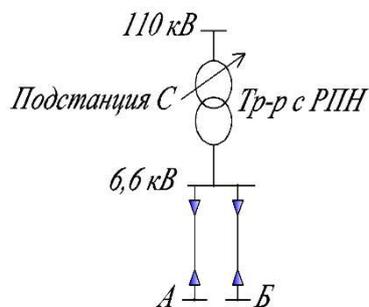


Рисунок 1-27 - Расчетная схема

Допустимое отклонение напряжения от номинального у потребителей принято $\pm 3\%$. Суммарная нагрузка потребителей изменяется от 500 А в режиме минимальной нагрузки до 1400 А при максимальной нагрузке.

Потеря напряжения в питающей линии до потребителя А составляет 0,3 кВ при максимальной нагрузке и 0,2 кВ при минимальной нагрузке. Потеря напряжения до потребителя Б составляет соответственно 0,15 и 0,1 кВ.

Определим параметры регулятора АРКТ, установленного на трансформаторе.

Решение. Расчет произведем на основе статической характеристики регулятора (рис. 1.8.3), которая соответствует зависимости:

а) построение статической характеристики

Напряжение, поддерживаемое регулятором, должно удовлетворять в нашем случае двум потребителям А и Б, т. е. не должно выходить за пределы зоны их желаемых напряжений.

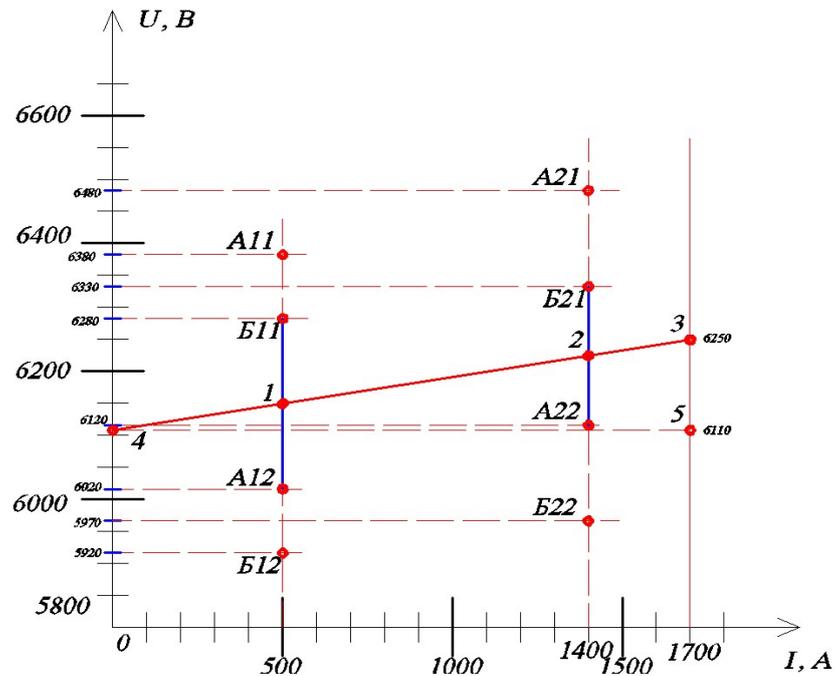


Рисунок 1-28 - Статическая характеристика регулятора

Допустимое отклонение напряжения принято $\pm 3\%$ и равно 180 В. Номинальное напряжение 6000 В. Потеря напряжения задана по условиям задачи, откуда напряжение на шинах подстанции С при нагрузке 500 А не должно выходить из пределов: для удовлетворения потребителя А

$$U = 6,0 + 0,18 + 0,2 = 6,38(\text{кВ}), \text{ точка } A11;$$

$$U = 6,0 - 0,18 + 0,2 = 6,02(\text{кВ}), \text{ точка } A12.$$

Для потребителя Б

$$U = 6,0 + 0,18 + 0,1 = 6,28(\text{кВ}), \text{ точка } B11;$$

$$U = 6,0 - 0,18 + 0,1 = 5,92(\text{кВ}), \text{ точка } B12.$$

Таким образом, обоих потребителей удовлетворит напряжение, заключенное в зоне между напряжениями 6,28-6,02 кВ, указанная зона заключена между точками B11—A12 на рисунке 1-28.

Напряжение на шинах подстанции С при нагрузке 1400, а не должно выходить из пределов:

Для потребителя А

$$U = 6,0 + 0,18 + 0,3 = 6,48(\text{кВ}), \text{ точка } A21;$$

$$U = 6,0 - 0,18 + 0,3 = 6,12(\text{кВ}), \text{ точка } A22.$$

Для потребителя Б

$$U = 6,0 + 0,18 + 0,15 = 6,33(\text{кВ}), \text{ точка Б21};$$

$$U = 6,0 - 0,18 + 0,15 = 5,97(\text{кВ}), \text{ точка Б22}.$$

Таким образом, обоих потребителей удовлетворяет напряжение, заключенное в зоне между напряжениями 6,33 - 6,12 кВ; указанная зона заключена на рисунке 1-28 между точками Б21—А22.

Соединим прямой 12 середины зон желаемых напряжений в двух режимах до пересечения его оси напряжений в точке 4 и точки 3 на вертикали, восстановленной в точке, соответствующей номинальному току трансформатора.

Отрезок О4 на оси напряжений определяет собой постоянную составляющую напряжения, обеспечиваемую регулятором и равную 6,11 кВ.

Отрезок 35 определяет напряжение, которое необходимо обеспечить за счет токовой компенсации, которая составляет в процентах величину К, откуда

$$K(\%) = \frac{(6,25 - 6,11) \cdot 100}{6,1} = 2,3(\%)$$

б) расчет нечувствительности регулятора

Нечувствительность регулятора можно определить из чертежа как величину, равную разности между средним напряжением зоны «желаемых напряжений» и ее крайними значениями.

Для рассматриваемого примера при минимальной нагрузке 500 А имеем:

Максимально допустимое напряжение 6280 В; минимально допустимое напряжение 6020 В; среднее желаемое напряжение 6150 В.

Зона нечувствительности - 130 В, что при ступени регулирования, равной 90 В, составляет величину, равную 1,43.

в) расчет выдержки времени

Выдержку времени на ЛРНТ следует принять на основе анализа реального графика нагрузки потребителя в пределах 2 мин. Рекомендации по выбору уставки времени переключения описаны в [23].

16.3 Пример расчета уставок устройства релейной защиты и автоматики

БЭ2502А07ХХ

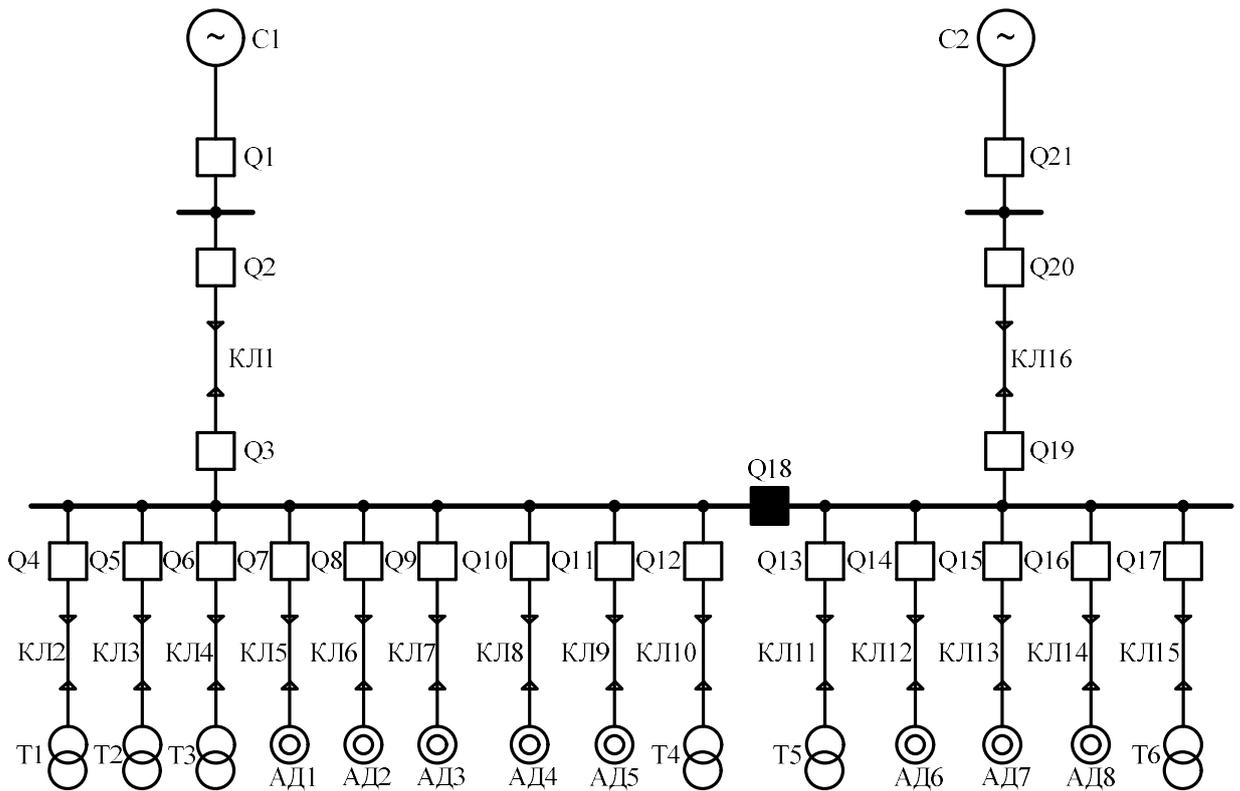


Рисунок 1-29 - Расчетная схема

Таблица 1-6

Данные системы:					
	$X_{\max}, \text{ Ом}$	$R_{\max}, \text{ Ом}$	$X_{\min}, \text{ Ом}$	$R_{\min}, \text{ Ом}$	
C1	0,194	0,014	0,203	0,017	
C2	0,194	0,014	0,203	0,017	
Кабельные линии:					
	$S, \text{ мм}^2$	$l, \text{ км}$	$X_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$R_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	n
КЛ1	185	0,394	0,073	0,167	2
КЛ2	150	0,150	0,078	0,326	1
КЛ3	150	0,147	0,078	0,326	1
КЛ4	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ5	150	0,050	0,078	0,326	1
КЛ6	150	0,048	0,078	0,326	1
КЛ7	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ8	150	0,044	0,078	0,326	1
КЛ9	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ10	150	0,05	0,078	0,326	1
КЛ11	150	0,5	0,078	0,326	1
КЛ12	150	0,046	0,078	0,326	1
КЛ13	150	0,043	0,078	0,326	1
КЛ14	150	0,041	0,078	0,326	1
КЛ15	150	0,041	0,078	0,326	1
КЛ16	185	0,382	0,073	0,167	2

Продолжение таблицы 1-6

Трансформаторы:					
	S, кВА	P _к , кВт	u _к , %		
T1, T2, T4, T5	1000	2,6	6		
T3, T6	750	2,6	6		
Электродвигатели:					
	P, кВт	K _п	η	K _з	cosφ
АД1- АД8	190	5	0,915	0,7	0,87

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ-1 (Токовая отсечка)

$$\text{Номинальный ток ЭД } I_{\text{НОМ.}} = \frac{190 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,87 \cdot 0,915} = 14 \text{ А}$$

$$\text{Ток срабатывания МТЗ-1 } I_{\text{С.З.}} = 1,5 \cdot 5 \cdot 14 = 105 \text{ А}$$

$$\text{Ток срабатывания реле } I_{\text{С.Р.}} = \frac{1 \cdot 105}{10} = 10,5 \text{ А}$$

Время срабатывания МТЗ-1 выбирается равным 0.

Рассчитаем ток трехфазного КЗ на 1 секции 10 кВ в минимальном режиме

$$I_{\text{К.мин}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ.}}}{\sqrt{3}(Z_{\text{С}} + Z_{\text{К}})}$$

$$I_{\text{К.мин}}^{(3)} = \frac{10}{\sqrt{3}(0,017 + j0,203 + 0,03 + j0,014)} = 5,77 - j25,16 \text{ кА}$$

$$I_{\text{К.мин}}^{(3)} = 25,81 \text{ кА}$$

Чувствительность токовой отсечки:

Рассчитаем приблизительное значение тока двухфазного КЗ по известному значению тока трехфазного КЗ

$$I_{\text{К.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{К.мин}}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 25,81 \cdot 10^3 = 22,35 \text{ кА}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{22,35 \cdot 10^3}{105} = 213$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию $k_{\text{ч}} \geq 2$.

МТЗ-3 (защита от токов перегрузки)

Ток срабатывания максимальной токовой защиты от перегрузки

$$I_{\text{С.Р.}} = \frac{1,1 \cdot 1 \cdot 14}{0,94 \cdot 10_1} = 16,4 \text{ А}$$

Выдержка времени МТЗ-3:

принимается: $k_{\text{отс}} = 1,2$; время пуска $t_{\text{п}} = 9$ с.

$$t_{\text{с.з.}} = 1,2 \cdot 9 = 10,8 \text{ с.}$$

Защита от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)

Номинальная полная мощность ЭД

$$S_{\text{ном.}} = \frac{190}{0,87 \cdot 0,915} = 239 \text{ кВА}$$

Емкость фазы статора

$$C_{\text{д}} = \frac{0,0187 \cdot 0,239 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10(1 + 0,08 \cdot 10)}} = 8,8 \cdot 10^{-10} \text{ Ф}$$

Утроенное значение собственного емкостного тока ЭД:

$$I_{\text{с.д.}} = \frac{2\pi \cdot 50 \cdot 3 \cdot 8,8 \cdot 10^{-10} \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,005 \text{ А}$$

Собственный емкостной ток линии (на примере КЛ5 к АД1):

Для известного (150 мм^2) сечения кабеля КЛ5 по табл. 1-4 определим значение $I_{\text{с0}} = 1,3 \text{ А/км}$.

$$I_{\text{с.л.}} = 1,3 \cdot 0,05 \cdot 1 = 0,065 \text{ А}$$

Установившееся значение собственного емкостного тока:

$$I_{\text{с}} = 0,005 + 0,065 = 0,07 \text{ А}$$

Ток срабатывания ненаправленной ЗОЗЗ:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,07 = 0,168 \text{ А}$$

Время срабатывания ЗОЗЗ принимается равным 0,2 с.

Защита от термической перегрузки (ЗТП)

Постоянная времени нагрева двигателя $T_{\text{нагр.}} = 1,3 \cdot 9 \cdot \left(\frac{5^2}{1,1^2} - 1 \right) = 230 \text{ с}$

Постоянная времени охлаждения $T_{\text{охл.}} = 3 \cdot 230 = 690 \text{ с}$

Коэффициент нагрева током обратной последовательности принимается равным 3.

Уставка сигнальной ступени ЗТП ($Q_{\text{сигн}}$) принимается равной 0,9 о.е.

Уставка отключающей ступени ЗТП ($Q_{\text{откл}}$) принимается равной 1,0 о.е.

Уставка разрешения одного пуска ($Q_{\text{пуска}}$) равна 0,8 о.е.

Выбор уставки возврата отключающей ступени ЗТП (ВозвОтклСтЗТП) определяется условием снижения значения нагрева электродвигателя ниже 0,95 уставки отключения (ВозвОтклСтЗТП = 0,95 * $Q_{\text{откл}}$).

Защита от блокировки ротора (ЗБР) и затянутого пуска (ЗП)

Вариант 1: Защита от затянутого пуска выполняется по принципу МТЗ с независимой выдержкой времени.

$$\text{Уставка по току срабатывания } I_{\text{ЗПП}} = 2 \cdot 14 = 28 \text{ А}$$

$$\text{Уставка по времени срабатывания } t_{\text{ЗПП}} = 1,25 \cdot 9 = 11,25 \text{ с}$$

Вариант 2: Защита от затянутого пуска выполняется по принципу вычисления теплового импульса.

$$\text{Уставка по току срабатывания } I_{\text{ЗПП}} = 0,7 \cdot 5 \cdot 14 = 49 \text{ А}$$

$$\text{Уставка по времени срабатывания } t_{\text{ЗПП}} = 2,5 \cdot 9 = 22,5 \text{ с}$$

Время (Тср. БР) срабатывания защиты от блокировки ротора

$$t_{\text{ЗБР}} = 1,25 \cdot 9 + 0,5 = 11,75 \text{ с.}$$

Ограничение количества пусков (ОКП)

Минимальное время между пусками ($T_{\text{междпуск}}$)

$$t_{\text{МИН}} = \frac{3600 - 2 \cdot 2 \cdot 9}{2 + 1} = 1188 \text{ с}$$

Принимаем значение $n = 2$ пуск./час.

Защита от несимметричного режима (ЗНР)

Уставка коэффициента несимметрии (Коеф.несим.) принимается 20%.

Уставка по времени срабатывания (Тср. ЗНР)

$$t_{\text{ЗНР}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Защита минимального напряжения (ЗМН)

Уставка по напряжению срабатывания ЗМН ($U_{\text{ср. ЗМН}}$)

$$U_{\text{ср}} = 0,5 \cdot 10 = 5 \text{ кВ}$$

Выдержка времени (Тср. ЗМН) принимается 5 с.

Защита от потери нагрузки

Уставка по току срабатывания ЗПН ($I_{\text{ср. ЗащПотНагр}}$)

$$I_{\text{ЗПН}} = 0,8 \cdot 14 = 11,2 \text{ А}$$

Время срабатывания ЗПН (Тср. ЗащПотНагр) $t_{\text{ЗПН}} = 3 + 0,5 = 3,5 \text{ с}$

Принимаем значение $t_{\text{АВР}} = 3 \text{ с.}$

Защита от обратной мощности

$$P_{\text{с.з.}} = 0,1 \cdot 190 = 19 \text{ кВт}$$

Время срабатывание защиты выбирается равным 1 с.

16.4 Пример расчета уставок устройства релейной защиты и автоматики типа БЭ2502А08ХХ

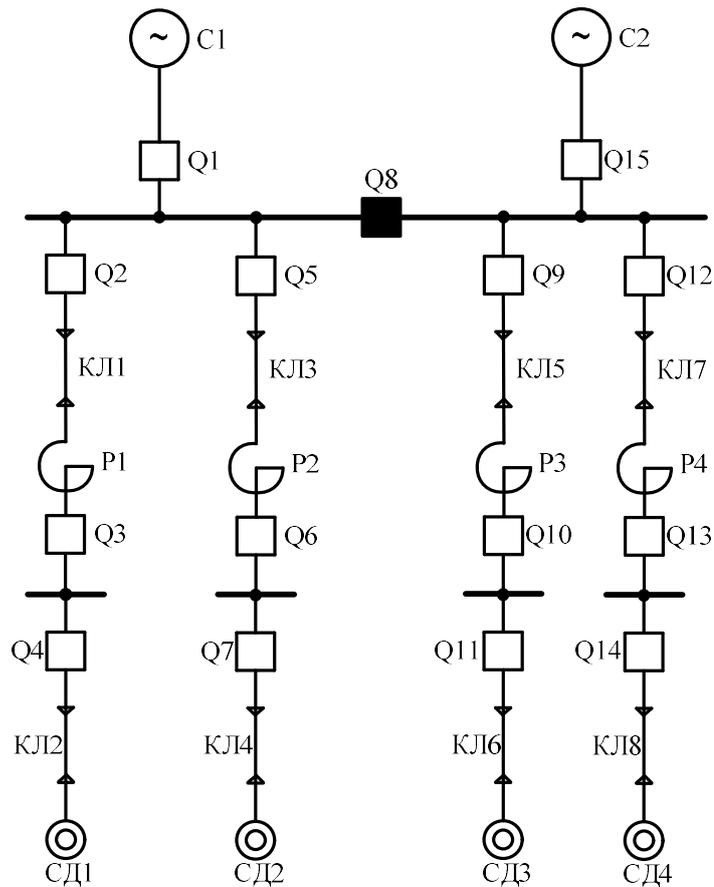


Рисунок 1-30 - Расчетная схема

Таблица 1-7

Данные системы					
	$X_{\text{макс}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{макс}}, \text{ Ом}$	$X_{\text{мин}}, \text{ Ом}$	$R_{\text{мин}}, \text{ Ом}$	
C1	0,279	0,009	0,288	0,0012	
C2	0,084	0,007	0,088	0,007	
Кабельные линии					
	$S, \text{ мм}^2$	$l, \text{ км}$	$X_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	$R_{\text{уд}}, \text{ Ом/км}$	n
КЛ1	185	0,800	0,073	0,167	4
КЛ2	95	0,36	0,074	0,12	3
КЛ3	185	0,800	0,073	0,167	4
КЛ4	95	0,36	0,074	0,12	3
КЛ5	185	0,800	0,073	0,167	4
КЛ6	95	0,36	0,074	0,12	3
КЛ7	185	0,800	0,073	0,167	4
КЛ8	95	0,36	0,074	0,12	3
Реакторы					
	$U, \text{ кВ}$	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	$X_{\text{Р}}, \text{ Ом}$		
P1, P3	10	1000	0,292		
T3, T6	10	1000	0,56		

Продолжение таблицы 1-7

Электродвигатели					
	Р, кВт	K_n	η	K_3	$\cos\phi$
СД1- СД4	8000	5,8	0,94	0,7	0,9

$$\text{Номинальный ток ЭД } I_{\text{НОМ.}} = \frac{8 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 0,94 \cdot 0,9} = 546 \text{ А}$$

Для найденного значения тока предварительно выбираем трансформаторы тока типа ТПОЛ-10 с сердечником типа Р для установки со стороны питания ЭД и со стороны нейтрали; с коэффициентом трансформации $k_1=600/5$. Трансформаторы тока имеют погрешность не более 10% при кратности тока, равной 16.

Значение величин ε_1 и ε_2 принимаем равным 0,1.

Максимальное значение тока небаланса при номинальном токе ЭД

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = (0,1 + 0,025 + 0,025) \cdot 546 = 81,9 \text{ А}$$

Ток срабатывания ДЗД (Id0 ДЗД) в отсутствии торможения

$$I_{\text{ДЗД}} = \frac{1,2 \cdot 81,9}{600} = 0,16 \text{ о.е.}$$

Принимается значение $I_{\text{ДЗД}} = 0,2 \text{ о.е.}$

Коэффициент торможения первого участка k_{T1} дифференциальной защиты

$$k_{T1} = 1,2 \cdot (0,1 + 0,025 + 0,025) = 0,18$$

Принимается значение $k_{T1} = 0,2 \text{ о.е.}$

Ток начала первого участка торможения $I_{T1} = \frac{0,2}{0,2} = 1 \text{ о.е.}$

Ток начала второго участка торможения $I_{T2} = 2,5 \cdot 1 = 2,5 \text{ о.е.}$

Коэффициент торможения второго участка принимается $k_{T2} = 1,0 \text{ о.е.}$

Уставка срабатывания дифференциальной токовой отсечки

$$I_{\text{ДОД}} = \frac{1,8 \cdot 5,8 \cdot 546}{600} = 9,5 \text{ о.е.}$$

Время срабатывания ДЗД принимаем 0,05 с, время срабатывания ДОД – 0,02 с.

16.5 Пример выбора параметров срабатывания функции ДЗТ на базе терминала БЭ2502А18ХХ

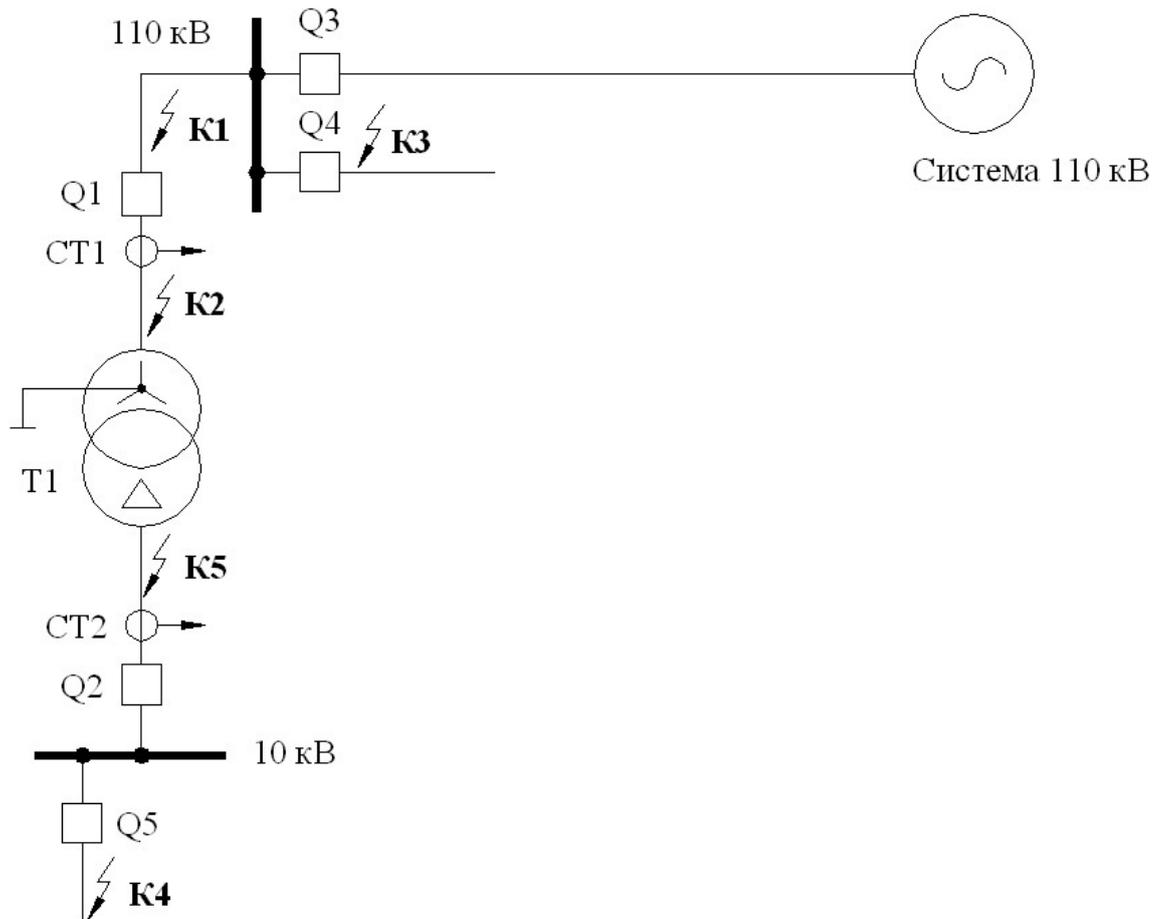


Рисунок 1-31 - Расчетная схема сети 110 кВ

Параметры энергосистемы на стороне 110 кВ:

Индуктивное сопротивление прямой последовательности	2,688 Ом
Активное сопротивление прямой последовательности	0,726 Ом
Индуктивное сопротивление нулевой последовательности	2,799 Ом
Активное сопротивление нулевой последовательности	2,82 Ом
ЭДС	123,9 кВ

Параметры линии 110 кВ:

Длина линии 10,4 км

Удельное сопротивление линии прямой последовательности: $0,21 + j 0,40$ Ом/км.

Удельное сопротивление линии нулевой последовательности: $0,43 + j 1,41$ Ом/км.

Удельная междуфазная емкость 1.4 нФ/км

Удельная емкость фаза - земля 5 нФ/км

Электрические параметры трансформатора ТРДЦН-63000/110-75У1:

Группа соединения обмоток: $Y_0 / \Delta - 11$

РПН в нейтрали: $\pm 16\%$ 9 ступеней

Редакция от 18.03.2025

$$S_{\text{НОМ}} = 63 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{НОМ}} = 115 / 10,5 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{НОМ}} = 316 \text{ А}$$

$$U_k = 10,5 \%$$

$$P_k = 245 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{XX}} = 59 \text{ кВт}$$

$$I_{\text{XX}} = 0,65\%$$

Трансформатор моделируется с учетом нелинейности характеристики намагничивания магнитопровода. Характеристика намагничивания принимается по встроенной в модель RTDS, при следующих настраиваемых параметрах: $X_{\text{AIR}} = (2 \cdot U_k) = 0,2$; $T_{\text{DC}} = 2 \text{ сек.}$; $X_{\text{KNEE}} = 1,25 \text{ о.е.}$; $L_w = 30\%$. Нагрузка на стороне 10 кВ трансформатора соответствует 70% от номинальной при $\cos\phi = 0,8$.

Измерительные трансформаторы тока.

Сторона 110 кВ. ТФНД-110М

$$\begin{aligned} n_T &= 600/5 \text{ А} \\ S_{\text{НОМ}} &= 30 \text{ ВА}, \cos \phi = 0,8 \\ K_{10} &= 20 \\ Q_{\text{акт}} &= 19,1 \text{ см}^2 \\ L_{\text{ср}} &= 90 \text{ см} \\ W_1 &= 2 \\ W_2 &= 239 \\ R_2 &= 0,48 \text{ Ом} \\ X_2 &= 0 \text{ Ом} \\ n_T &= 4000/5 \text{ А} \\ S_{\text{НОМ}} &= 30 \text{ ВА}, \cos \phi = 0,8 \\ K_{10} &= 24 \\ Q_{\text{акт}} &= 8,1 \text{ см}^2 \\ L_{\text{ср}} &= 65,4 \text{ см} \\ W_1 &= 1 \\ W_2 &= 800 \\ R_2 &= 1,3 \text{ Ом} \\ X_2 &= 0,5 \text{ Ом} \end{aligned}$$

Сторона 10 кВ. ТПШЛ-10

Трансформаторы тока вводятся в модель с учетом нелинейности характеристики намагничивания магнитопроводов, с параметрами магнитной системы приведенными выше.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока принимается равной номинальной. В процессе испытаний, перед каждым опытом, магнитопроводы трансформаторов тока размагничиваются.

Расчетные токи на стороне линии 110 кВ при КЗ на защищаемом трансформаторе:

- трехфазное КЗ в точка К2 – 9630 А;
- однофазное КЗ в точке К2 – ф.А 7486 А, ф.В 1237 А ф.С 1421 А;
- трехфазное КЗ в точка К5 – 2460 А.

Расчет ДЗТ двухобмоточного трансформатора

ЭКРА.650321.020 Д7

В настоящем примере дан расчет ДТЗ понижающего двухобмоточного трансформатора 110/10,5 кВ мощностью 63 МВ·А. Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) в нейтрали высшего напряжения в пределах $\pm 16\%$ номинального.

Схема соединения силового трансформатора ВН/НН – $Y_0/\Delta-11$

Вторичные обмотки главных ТТ на всех сторонах соединены по схеме «звезда»:

Наимен.	Сх. соед. обм. Т ($K_{CX_OБM_CTOP}$)	Сх. соед. втор. обм.ТТ ($K_{CX_TT_CTOP}$)	Сх. вкл. ТТ на стор. №3(4) ($K_{BKЛ_TT_CTOP}$)	Кэфф. трансформации ТТ ($K_{BKЛ_TT_CTOP}$)
ВН	$Y (K_{CX_OБM_BH} = 1)$	$Y (K_{CX_TT_BH} = 1)$	–	600/5
НН	$\Delta (K_{CX_OБM_HH} = \sqrt{3})$	$Y (K_{CX_TT_HH} = 1)$	$K_{BKЛ_TT_HH} = 1$	4000/5

Таким образом, получаем:

$$K_{CX_BH} = K_{CX_TT_BH} \cdot K_{CX_OБM_BH} \cdot K_{BKЛ_TT_BH} = 1 \cdot 1 = 1$$

$$K_{CX_HH} = K_{CX_TT_HH} \cdot K_{CX_OБM_HH} \cdot K_{BKЛ_TT_HH} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 1 = \sqrt{3}$$

В зависимости от результата расчета выбирается значение параметра:

«Схема соединения ВН»	–	Y
«Схема соединения НН»	–	Δ

Первичные токи трансформатора, соответствующие типовой мощности, составляют:

$$\text{на стороне ВН 110 кВ} \quad I_{НОМ.ВН} = \frac{S_{НОМ.ТР-РА}}{\sqrt{3} \cdot U_{CTOP.}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316 \text{ А,}$$

$$\text{на стороне НН 10 кВ} \quad I_{НОМ.НН} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464,1 \text{ А.}$$

Базисные токи по сторонам соответственно равны:

$$\text{на стороне ВН 110 кВ} \quad I_{БАЗ.ВН} = \frac{K_{CX_TT_BH}}{K_{TT_BH}} \cdot I_{НОМ.ВН} = \frac{1}{600/5} \cdot 316 = 2,6 \text{ А,}$$

$$\text{на стороне НН 10 кВ} \quad I_{БАЗ.НН} = \frac{1}{4000/5} \cdot 3464,1 = 4,3 \text{ А.}$$

По значениям базисных токов производится выбор числа витков первичных обмоток входных ТТ терминала.

Относительный начальный ток срабатывания ДТЗ Т

Определяется по выражению

$$I_{\text{до}^* \text{РАСЧ.}} = K_{\text{ОТС.}} \cdot (K_{\text{ПЕР.}} \cdot K_{\text{ОДН.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР.}} + \Delta f_{\text{ПТТ}})$$

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|(+16\%) - (-16\%)|}{2 \cdot 100\%} = 0,16$$

Принимаем $K_{\text{ОТС.}} = 1,3$, $K_{\text{ОДН.}} = 1,0$, $K_{\text{ПЕР.}} = 2,0$, $\Delta f_{\text{ВЫР.}} = 0,02$,

Внешний промежуточный выравнивающий трансформатор не используется, поэтому $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0$.

$\varepsilon = 0,1$ - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ. В соответствии с [26] для ТТ 10Р погрешность принимается – 0,1, а для ТТ 5Р – 0,05;

$$I_{\text{до}^* \text{РАСЧ.}} = 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,02 + 0) = 0,364 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{\text{до}} = 0,4$ о.е.

Ток начала торможения ДТЗ Т

Согласно рекомендациям [26] принимаем уставку начала торможения равной $I_{\text{T,0}} = 1,0$ о.е.

Коэффициент торможения

Принимаем для расчета $\varepsilon = 0,10$, $\beta = 15^\circ$.

Определяем максимальный первичный ток, протекающий через защищаемый трансформатор при внешнем КЗ (схема замещения для расчета максимального тока КЗ (К2)).

$I_{\text{КЗ_max}} = 2460$ А приведенное к стороне высшего напряжения.

$$I_{\text{СКВ.}} = \frac{I_{\text{КЗ_МБ_СТОП}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ_ТТ_СТОП}}}{K_{\text{ТТ_СТОП}}} = \frac{2460}{2,633} \cdot \frac{1}{600/5} = 7,786 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{Д}} = (K_{\text{ПЕР.}} \cdot K_{\text{ОДН.}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР.}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{СКВ.}} = 2,959 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{T}} = \sqrt{I_{\text{СКВ.}} \cdot (I_{\text{СКВ.}} - I_{\text{Д}}) \cdot \cos \beta} = \sqrt{7,786 \cdot (7,786 - 2,959) \cdot \cos 15^\circ} = 6,025 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{T}} \geq \frac{K_{\text{ОТС.}} \cdot I_{\text{Д}} - I_{\text{до}}}{I_{\text{T}} - I_{\text{T0}}} = \frac{1,1 \cdot 2,959 - 0,4}{6,025 - 1,0} = 0,568$$

Принимаем $K_{\text{T}} = 0,57$.

Ток торможения блокировки ДТЗ Т

Для исключения отказа защиты при максимальных нагрузках трансформатора рассчитаем ток торможения блокировки:

$$I_{Т.Бл.} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{316}{2,633} \cdot \frac{1}{600/5} = 1,98 \text{ о.е.}$$

Принимаем значение уставки $I_{Т.Бл.} = 2,0 \text{ о.е.}$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки $I_{отс.} \geq 6,5 \text{ о.е.}$,

а так же по условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ определяется:

$$I_{отс.} = 1,5 \cdot I_{СКВ.} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) = 1,5 \cdot 7,786 \times \\ \times (2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,10 + 0,16 + 0,02 + 0) = 4,438 \text{ о.е.}$$

Принимаем $I_{отс.} = 6,5 \text{ о.е.}$

Уровень блокировки по 2-ой гармонике

Принимаем $K_{2 \text{ бл.}} = 0,12$

Уровень блокировки по 5-ой гармонике

Принимаем $K_{5 \text{ бл.}} = 0,25$

Проверка чувствительности ДТЗ Т

$$K_{ч} = \frac{2460 \cdot \sqrt{3}/2}{0,4 \cdot 2,633 \cdot \frac{600}{5}} = \frac{2460 \cdot 0,867}{126,384} = 16,88$$

Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом ($K_{ч} > 2$).

Список используемой литературы

1. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография./ М.А. Шабад – Спб.: ПЭИПК, 2003. – 4-е изд., перераб. и доп. – 350 с., ил.
2. ПУЭ. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с именными и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2008 г. – М.: КНОРУС, 2008 – 488 с.
3. Руководства по эксплуатации ЭКРА.650321.020/01 РЭ. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии БЭ2502А01ХХ.
4. Соловьев А.Л. Методические указания по выбору характеристик и уставок защиты электрооборудования с использованием микропроцессорных терминалов серии Серат производства Шнейдер Электрик. Ч. 2. Спб: ПЭИПК, 2007. – 43 с.
5. Андрей Ширковец, Леонид Сарин, Алексей Шалин и др. Резистивное заземление нейтрали в сетях 6-35 кВ с СПЭ-кабелями. Подходы к выбору резисторов и принципам построения защиты от ОЗЗ / Новости электротехники. №2(50). 2008.
6. Методические указания к расчету уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП. ЗАО «ЧЭАЗ». 2008.
7. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007
8. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – Перевод с англ. Под ред. Дъякова А.Ф. – М.: Энергоиздат. 2005 – 322 с.
9. Руководства по эксплуатации ЭКРА.650321.020/10 РЭ. Терминал дистанционной и токовой защиты, автоматики, управления и сигнализации линии БЭ2502А1002.
10. СТО ДИВГ-048-2012. Методика расчета уставок защиты. Линии электропередач 35-220 кВ. Дистанционная защита. Механотроника. 2012 г.
11. Чернобровов Н.В. Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып.7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ.–М.: «Энергия», 1966.
13. Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-3-ЛВ-03».
14. Рекомендации по выбору уставок защит устройства «Сириус-ДЗ-35».
15. Шуин В.А. Гусенков А.В. защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», -104 с. 2001 г.
16. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты и автоматики электросетей. Киев: «Энергомашвин», 2003. - 534 с.
17. М.А.Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов, Автоматика энергосистем, 3-е изд., перераб. и доп., М.Энергоатомиздат, 1991.- 240 с.: ил.

18. М.Т.Левченко, М.Н.Хомяков, Автоматическое включение резерва, М.:Энергия,1971.-80 с.
19. СТО 59012820.29.240.001-2010 Стандарт Организации ОАО «СО ЕЭС». Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка). – Москва, - 2009 г., 21 с.
20. ГОСТ Р 52565 – 2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
21. В.В. Овчинников, Автоматическое повторное включение, М.:Энергоатомиздат, 1986. – 96 с.
22. О.Г Захаров. Цифровые устройства релейной защиты электродвигателей. Алгоритмы и уставки. Часть 2. 2013.
23. Руководства по эксплуатации ЭКРА.650321.020/0501 РЭ. Терминал автоматического регулятора коэффициента трансформации БЭ2502А0501.
24. Руководства по эксплуатации ЭКРА.650321.020/03 РЭ. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода БЭ2502А03ХХ.
25. Руководства по эксплуатации ЭКРА.650321.020/0402 РЭ. Терминал трансформатора напряжения секции БЭ2502А0402.
26. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты.-М.: Энергоатомиздат, 1985.