ЧАСТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ СПЕЦИАЛИСТОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

А.В. Булычев, Е.Н. Иванов, В.С. Осипова

Защиты трансформаторов

Чебоксары 2023

УДК 621.316.925
ББК 31.27-05
Б-90

Булычев А.В., Иванов Е.Н., Осипова В.С.
Б90 Защиты трансформаторов. – Чебоксары: ИПК РЗА, 2023. – 56 с

В учебном пособии рассмотрены основы теории и расчета защит, устанавливаемых на трансформаторах. Приведено описание лабораторного стенда для изучения защит, реализованных на базе терминалов «Бреслер-0107.700». Показана методика и программа лабораторной работы по изучению практических аспектов этих защит.

Материал предназначен для специалистов в области электроэнергетики, обучающихся на курсах повышения квалификации, а также, для студентов, магистрантов и аспирантов по специальностям автоматического управления в технических (в частности, в электроэнергетических) системах.

УДК 621.316.925
ББК 31.27-05

ISBN 978-5-6042431-5-2

© ИПК РЗА, 2023
© А.В. Булычев, 2023

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ…… 5
1.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ…….. 6
1.1. Возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов ……... 6
1.2. Основные требования к защитам, устанавливаемым на трансформаторах..... 6
1.3. Защиты трансформаторов …….. 8
1.3.1. Газовая защита……... 8
1.3.2. Дифференциальные защиты..... 10
1.3.2.1. Принцип действия дифференциальных защит..... 10
1.3.2.2. Торможение в дифференциальной защите..... 12
1.3.2.3. Выравнивание токов в плечах защиты..... 14
1.3.2.4. Учет особенностей трансформаторов в дифференциальных защитах 15
1.3.2.5. Особенности согласования вторичных токов в цифровых устройствах защиты..... 18
1.3.2.6. Чувствительность дифференциальной защиты трансформатора..... 19
1.3.3. Токовые защиты..... 20
1.3.4. Защита от внешних коротких замыканий..... 22
1.3.5. Защита от перегрузок токами..... 25
2. УСТРОЙСТВО СТЕНДА И ИНСТРУКЦИИ ПО РАБОТЕ……... 27
2.1. Лабораторный стенд…… 27
2.1.1. Устройство стенда..... 27
2.1.2. Устройство терминала защиты..... 29
2.1.3. Внешние элементы терминала..... 32
2.2. Инструкция по работе……. 35
2.2.1. Внешний осмотр и изучение стенда..... 35
2.2.2. Измерение тока в обмотках с помощью терминала Бреслер-0107.700..... 35
2.2.3. Ввод параметров срабатывания..... 38
2.2.4. Измерение дифференциальных токов в нормальном режиме… 41
3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ…… 42
3.1. Подготовка к работе……... 42
3.2. Определение (измерение) исходных данных для выбора параметров срабатывания защит…….. 42
3.3. Определение параметров срабатывания защит трансформатора и формирование бланка параметров…….. 44

3.4. Ввод параметров срабатывания защит в терминалы защит…… 46
3.5. Проверка срабатывания защит……... 46
3.6. Пример определения параметров срабатывания защит……... 47
3.6.1. Определение (измерение) исходных данных для выбора параметров срабатывания защит. …….. 47
3.6.2. Определение параметров срабатывания защиты от внешних КЗ стороны ВН трансформатора…… 47
3.6.3. Определение параметров срабатывания МТЗ от внешних КЗ стороны НН…….. 49
3.6.4. Определение параметров срабатывания защиты от перегрузк..... 50
3.6.5. Определение параметров срабатывания дифференциальной защиты……..... 50
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ……. 53
Приложение ……..... 54

ВВЕДЕНИЕ

Какими бы надежными не были трансформаторы в электроэнергетических системах (ЭЭС), в них неизбежно возникают повреждения и ненормальные режимы, которые, в свою очередь, могут приводить к возникновению аварий.

Поврежденный элемент должен быть экстренно отключен от электрической системы. Это необходимо, чтобы и в экстремальных условиях сохранить в работе исправные элементы ЭЭС и обеспечить нормальное электроснабжение хотя бы части потребителей, предотвратить развитие аварии и снизить возможные объемы разрушения поврежденного электрооборудования.

Выполнение лабораторных работ по изучению релейной защиты, устанавливаемой на трансформаторах, позволяет освоить практические методы выбора параметров срабатывания, ввода их в терминал релейной защиты, методы согласования с защитами смежных объектов.

Процесс обучения при этом приобретает практическую направленность, становится активным, творческим и привлекает участников наглядностью результатов. Это способствует более глубокому усвоению теории, позволяет сконцентрировать внимание на ее практических ключевых положениях. При этом основным инструментом являются учебные стенды для лабораторных работ.

Лабораторный стенд для изучения защит трансформаторов построен на основе физической модели защищаемого трехфазного трансформатора и реального цифрового терминала релейной защиты Бреслер-0107.700. Нормальные режимы и повреждения имитируются в физической модели. Соответствующие сигналы поступают на входы терминала, обрабатываются, и терминал действует в условиях, близких к реальным.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов

Трансформаторы и автотрансформаторы должны быть оборудованы средствами релейной защиты, обеспечивающими выявление всех наиболее вероятных видов повреждений и ненормальных режимов, выделенных Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [1]:

1. Многофазных замыканий в обмотках и на выводах.
2. Однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью.
3. Витковых замыканий в обмотках.
4. Токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ.
5. Токов в обмотках, обусловленных перегрузкой.
6. Понижения уровня масла.
7. Частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ.
8. Однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

1.2. Основные требования к защитам, устанавливаемым на трансформаторах

С целью ограничения размеров разрушений и снижения ущерба при повреждениях трансформаторов релейная защита должна действовать с минимально возможной задержкой [1]. Повреждения, сопровождающиеся большими токами короткого замыкания (КЗ) должны отключаться за время не более 0.1 с.

● Для защиты от повреждений внутри кожуха (для трансформаторов с масляным охлаждением), сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена газовая защита. Газовая защита устанавливается:

- на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более;
- на внутрицеховых понижающих трансформаторах мощностью 630 кВА и более;
- на трансформаторах мощностью от 1 МВА до 4 МВА в ОРУ, если на это есть веские причины.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла, и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства регулятора напряжения под нагрузкой (РПН) с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

● Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должна быть предусмотрена дифференциальная защита или токовая отсечка.

Продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени устанавливается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более, а также, на трансформаторах мощностью 4 МВА при параллельной работе с целью селективного отключения поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита может быть предусмотрена на трансформаторах меньшей мощности, но не менее 1 МВА, если:

- токовая отсечка не удовлетворяет требованиям по чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с;

- трансформатор установлен в районе, подверженном землетрясениям.

Токовая отсечка без выдержки времени устанавливается со стороны питания, если не предусматривается дифференциальная защита.

Указанные защиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

● Защита от внешних коротких замыканий устанавливается на трансформаторах мощностью 1 МВА и более. На понижающих трансформаторах - максимальная токовая защита (МТЗ) или МТЗ с пуском по напряжению. На мощных понижающих трансформаторах при наличии двухстороннего питания можно применять токовую защиту обратной последовательности от несимметричных КЗ и максимальную токовую защиту с пуском по напряжению от симметричных КЗ.

Допускается защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматривать только для резервирования защит смежных элементов и не предусматривать для действия при отказе основных защит трансформаторов, если выполнение для такого действия приводит к значительному усложнению защиты.

На понижающих трансформаторах и в блоках трансформатор–линия с высшим напряжением до 35 кВ и соединением обмотки низшего напряжения по схеме «звезда с заземленной нейтралью» следует предусматривать защиту от однофазных замыканий на землю в сети низшего напряжения. В этих случаях защита реализуется так:

- устанавливается на стороне высшего напряжения по принципу МТЗ от внешних КЗ;

- на выводах низшего напряжения устанавливают автоматические выключатели или предохранители;

- при недостаточной чувствительности указанных защит устанавливается специальная защита нулевой последовательности в нулевом проводе трансформатора.

● Для защиты от перегрузок на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более должна устанавливаться МТЗ с действием на сигнал. Для подстанций без постоянного дежурного персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами).

1.3. Защиты трансформаторов

1.3.1. Газовая защита

Газовая защита устанавливается в качестве основной на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением и расширительным баком. Принцип действия газовой защиты основан на том, что всякое повреждение или повышенный нагрев элементов трансформатора, находящихся внутри бака ниже уровня масла, вызывает разложение масла и выделение газа. Интенсивность выделения и химический состав газа зависят от размеров и характера повреждения. Поэтому защита выполняется двухступенчатой. При незначительном газообразовании формируется предупредительный сигнал (первая ступень), а при бурном выделении газа (вторая ступень) – сигнал на отключение защищаемого объекта. Кроме этого, газовая защита действует на сигнал или на отключение при опасном понижении уровня масла в баке в зависимости от степени опасности.

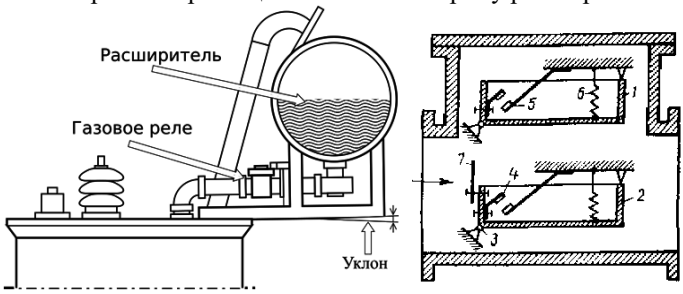
Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой, способной реагировать, практически, на все внутренние повреждения. Она реагирует даже на такие трудно выявляемые повреждения, как витковые замыкания в обмотках, которые невозможно выявить путем контроля доступных для измерения токов.

Газовые защиты строят на основе газовых реле поплавкового, лопастного и чашечного типа.

Основой газового реле чашечного типа является кожух, устанавливаемый в маслопровод между основным и расширительным баком (рис. 1.1, а). Кожух реле в нормальных условиях заполнен маслом. Внутри кожуха расположены два чувствительных элемента, представляющие собой открытые плоскодонные чашки (рис. 1.1, б).

Каждая чашка (1 и 2) закреплена на своей оси 3 и может поворачиваться относительно этой оси. С корпусом каждой чашки связан подвижный контакт 4. При опускании чашки подвижный контакт замыкается с соответствующим неподвижным контактом 5. Движению

чашек в направлении срабатывания противодействуют пружины 6. Диапазон перемещения чашек ограничен упорами. На нижней чашке (которая является измерительным элементом второй ступени, действующей на отключение) имеется шторка 7. Она предназначена для усиления вращающего момента, действующего на нижнюю чашку, при большой скорости перемещения масла в сторону расширительного бака.



а) *б)*

Рис. 1.1. Место установки газового реле (а) и устройство чашечного механизма газового реле (б)

Если в чашках нет масла или все внутреннее пространство реле и чашек заполнено маслом, то под действием пружин чашки находятся в исходном положении, и контакты реле разомкнуты. При понижении уровня масла за счет дополнительного веса масла, находящегося в чашке, верхняя чашка опускается, и ее контакты замыкаются. При слабом газообразовании скапливающийся в верхней части кожуха реле газ вытесняет масло. Но масло остается в верхней чашке, под действием его веса чашка перемещается вниз, и контакты верхнего измерительного механизма замыкаются. При бурном газообразовании под действием силы, создаваемой движущимся потоком газо-масляной смеси, шторка нижней чашки обеспечивает поворот чашки вниз, и, следовательно, замыкание контактов. Срабатывание нижнего чашечного механизма происходит (в зависимости от настройки) при скорости движения газо-масляной смеси в диапазоне от 0,6 до 1,2 м/с. Время срабатывания реле на отключение зависит от скорости движения газо-масляной смеси и, как правило, составляет 0,05 – 0,5 с.

На рис. 1.2 показана упрощенная схема газовой защиты на электромеханической элементной базе.

Необходимо отметить, что замыкание основных контактов под действием бурного движения газо-масляной смеси, как правило, имеет неустойчивый характер (возникает их дребезг). Поэтому в газовой защите предусматривают самоудержание при первом замыкании контактов нижнего чашечного механизма. На схеме показаны контакты первого и второго чашечных элементов SG1 и SG2, соответственно. При замыкании

верхнего контакта SG1 защита действует на сигнал. В случае возникновения внутреннего повреждения первое же замыкание контакта SG2 приводит к срабатыванию промежуточного реле KL, с помощью контактов KL1 организуется самоудержание реле, и поврежденный трансформатор отделяется от сети выключателями Q1 и Q2.

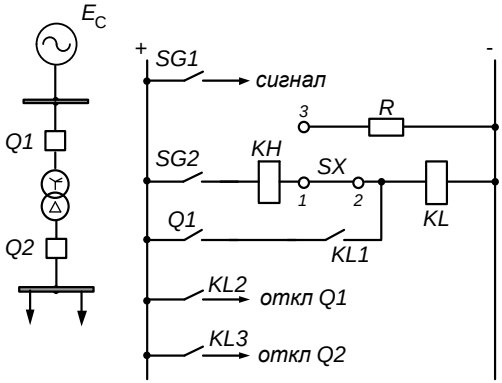


Рис. 1.2. Упрощенная схема газовой защиты

1.3.2. Дифференциальные защиты

1.3.2.1. Принцип действия дифференциальных защит

Дифференциальные защиты - это защиты, принцип действия которых, основан на сравнении контролируемых величин в заданных местах электрической цепи защищаемого объекта по величине и фазе.

Дифференциальные защиты, сравнивающие токи в соответствующих фазах в начале и в конце защищаемого объекта, принято называть продольными дифференциальными токовыми защитами.

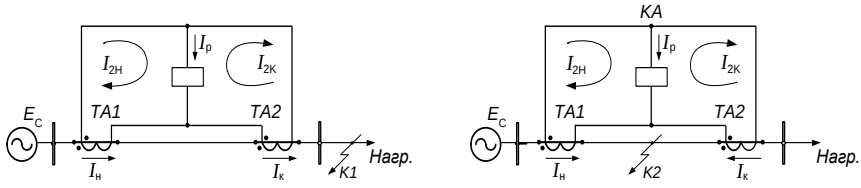
На трансформаторах устанавливают продольные дифференциальные защиты. В нормальном режиме работы трансформатора и при повреждении вне зоны защиты (рис.1.3, а) ток во вторичных цепях соответствующих трансформаторов тока (ТТ) и в катушке дифференциального реле КА в идеализированных условиях равна нулю, и реле не сработает.

При внутреннем повреждении в зоне действия защиты (рис.1.3, б) в случаях двухстороннего питания или подпитки места КЗ со стороны нагрузки токи в начале и в конце линии направлены от шин в линию. Направления вторичных токов ТТ в дифференциальном реле КА в этом случае совпадают, токи в катушке реле суммируются и реле сработает. При одностороннем питании и отсутствии подпитки ток в реле определяется одним током со стороны питания.

В реальных условиях параметры элементов, используемых в дифференциальной защите, отличаются от идеальных.

Во-первых, трансформаторы тока имеют различные характеристики и при больших сквозных токах их вторичные токи могут существенно отличаться.

Во-вторых, соединительные провода во вторичных цепях разных ТТ могут иметь разные сопротивления.



а) *б)*

Рис. 1.3. Схема действия продольной дифференциальной защиты при внешнем (а) и внутреннем коротком замыкании (б)

Поэтому в нормальных режимах и при сквозных токах короткого замыкания ток в катушке реле не равен нулю, а имеет некоторое небольшое значение. Этот ток принято называть током небаланса. В связи с этим ток срабатывания реле ($I_{СР}$) в дифференциальной защите должен быть больше максимального значения тока небаланса ($I_{НБМАКС}$):

$$I_{СР} > I_{НБМАКС}.$$

Максимальное значение тока небаланса в дифференциальной защите может иметь три составляющих:

Первая обусловлена погрешностями трансформаторов тока:

$$I_p = I'_{2H} + I'_{2K} = (I_{2H} - I_{НОМ1}) + (I_{2K} - I_{НОМ2}) = \left(\frac{I_H}{K_{T1}} - I_{НОМ1}\right) - \left(\frac{I_K}{K_{T2}} - I_{НОМ2}\right)$$

Вычисляется по общепринятой эмпирической формуле [2]:

$$I'_{НБМАКС} = \varepsilon\, k_A k_{ОДН}\, I_{КМАКССКВ}.$$

Здесь ε - максимально допустимая полная погрешность трансформаторов тока (принимают равной 10%); k_A – коэффициент учитывающий увеличение погрешностей трансформатора тока при наличии апериодических составляющих в первичном токе k_A = 2 (если дифференциальная защита выполняется с некоторой выдержкой времени, то k_A = 1); $k_{ОДН}$ – коэффициент однотипности ($k_{ОДН}$ = 0,5 если трансформаторы тока в плечах защиты одинаковы, если трансформаторы тока разные (марка или коэффициент рансформации), то $k_{ОДН}$ = 1); $I_{КМАКССКВ}$ – максимально возможное значение сквозного тока в дифференциальной защите (как правило, это значение тока трехфазного короткого замыкания при повреждении на шинах вне зоны действия

дифференциальной защиты в ближайшей точке с противоположной стороны относительно источника питания).

Вторая составляющая тока небаланса определяется изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора N при регулировании напряжения. Обычно параметры компенсации подбираются для среднего значения коэффициента трансформации N (среднего положения регулятора напряжения). При отклонении от него на $\pm\Delta N$ появляется вторая составляющая тока небаланса:

$$I''_{\text{НБМАКС}} = \frac{\Delta N\%}{100} * I_{\text{СКВМАКС}},$$

где $I_{\text{СКВМАКС}}$ – максимальное значение сквозного тока.

Третья составляющая тока небаланса возникает при неточной компенсации неравенства токов плеч защиты в случаях, когда эта компенсация производится с помощью подбора числа витков выравнивающего трансформатора или автотрансформатора. В цифровых защитах, где компенсация осуществляется за счет корректирующих коэффициентов, эта составляющая отсутствует.

Первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ}} = k_{\text{з}}\, I_{\text{НБ МАКС}},$$

где $k_{\text{з}}$ – коэффициент запаса.

Максимальный ток небаланса определяется, в основном, первыми двумя составляющими:

$$I_{\text{НБ МАКС}} = I'_{\text{НБ МАКС}} + I''_{\text{НБ МАКС}}$$

Третья составляющая, как правило, учитывается на этапе уточнения тока срабатывания защиты, если она выполняется на электромеханических реле.

Правила устройства электроустановок [1] предусматривают возможность применения на трансформаторах мощностью до 25 МВА дифференциальной защиты, отстроенной по току срабатывания от бросков тока намагничивания и переходных значений тока небаланса. Эти защиты принято называть дифференциальными отсечками. Первичный ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирают по условию отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{СЗ}} = (3\text{-}4)\, I_{\text{НОМ}}.$$

1.3.2.2. Торможение в дифференциальной защите

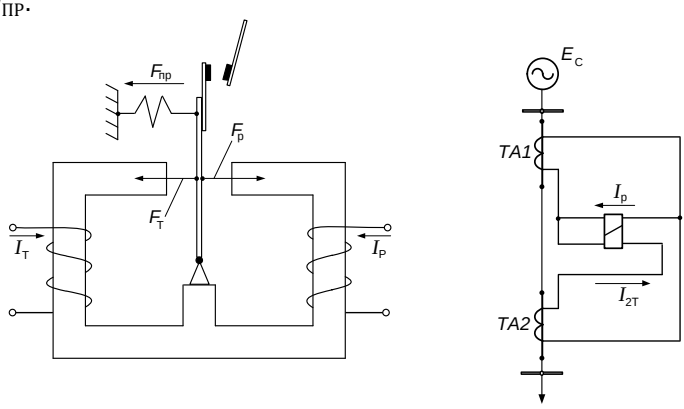
Для того, чтобы снизить токи небаланса при больших сквозных токах в дифференциальной защите часто используют загрубление реле в зависимости от значения сквозного тока (или другого параметра), которое принято называть торможением.

Действие торможения применительно к электромеханическому дифференциальному реле (рис. 1.4, а) можно наглядно показать следующим образом. Реле с торможением должно иметь кроме основной

(рабочей) катушки вторую тормозную. Тормозная катушка создает силу тяги, противоположную силе тяги рабочей катушки, т.е. усиливает силу противодействия, создаваемую противодействующей пружиной. Следовательно, при этом увеличивается ток срабатывания реле. Реле сработает, когда сила тяги рабочей катушки превысит суммарную силу противодействия:

$$F_{\text{СР}} = F_{\text{ПР}} + F_{\text{Т}}$$

Здесь $F_{\text{СР}}$, $F_{\text{ПР}}$, $F_{\text{Т}}$ – сила тяги рабочей катушки, сила противодействия пружины, сила тяги тормозной катушки. При $F_{\text{Т}} = 0$, $F_{\text{СР}} = F_{\text{ПР}}$.



а) *б)*

Рис. 1.4. Схема действия электромеханического реле с торможением (а) и электрическая схема включения электромеханического реле с торможением (б)

Тормозную катушку реле, как правило, включают в токовые цепи со стороны нагрузки (со стороны, где нет источника питания), чтобы торможение осуществлялось только при сквозных токах при внешних коротких замыканиях (рис. 1.4, б).

В цифровых терминалах защиты алгоритм торможения дифференциальных защит реализуют программным способом путем изменения порога срабатывания защиты в соответствии с тормозной характеристикой защиты (рис.1.5).

Как правило, тормозная характеристика дифференциальной защиты, реализуемой в цифровом терминале защит, состоит из трех участков. Первый, горизонтальный от 0 до тока начала торможения $I_{\text{НТ-1}}$ с током срабатывания от 0,2 до 0,5 номинального тока защищаемого трансформатора. Второй, прямолинейный наклонный участок от тока начала торможения $I_{\text{НТ-1}}$ до тока начала торможения $I_{\text{НТ-2}}$. Коэффициент торможения $k_{\text{ТОРМ}}$, определяющий наклон участка характеристики

представляет собой отношение приращения тока срабатывания $\Delta I_{СЗ}$ к соответствующему приращению тока торможения $\Delta I_{ТОРМ}$ на этом участке характеристики:

$$k_{ТОРМ} = \Delta I_{СЗ}/\Delta I_{ТОРМ}.$$

На этом участке $k_{ТОРМ-1}$ выбирают от 0,25 до 0,5. Третий, прямолинейный наклонный участок при токах торможения больше тока начала торможения $I_{НТ-2}$ с коэффициентом торможения $k_{ТОРМ-2}$. Значение $k_{ТОРМ-2}$ на этом участке обычно принимают от 0,5 до 1.

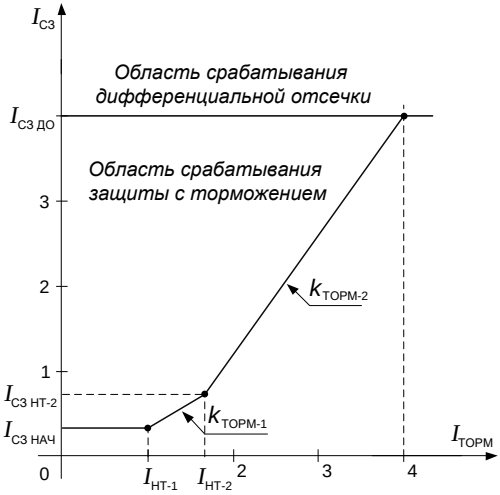


Рис. 1.5. Тормозная характеристика дифференциальной защиты

Ток срабатывания дифференциальной отсечки не зависит от тормозного тока. Характеристика срабатывания дифференциальной отсечки на графике представляет собой горизонтальную линию, параллельную оси тормозного тока (см. рис. 1.5).

1.3.2.3. Выравнивание токов в плечах защиты

Если в дифференциальной защите на электромеханической базе не удается выровнять вторичные токи трансформаторов тока за счет подбора коэффициентов трансформации трансформаторов тока в плечах защиты, то используют специальные уравнительные промежуточные трансформаторы или автотрансформаторы. Обмотки уравнительных автотрансформаторов включают так, чтобы сделать одинаковыми м.д.с. плеч дифференциальной защиты (рис. 1.6):

$$I_{2H}\, w_H = I_{2K}\, w_K,$$

где I_{2H}, w_H и I_{2K}, w_K – вторичный ток и число витков обмотки уравнительного трансформатора плеча начала защищаемого объекта и соответствующий ток и число витков плеча конца защищаемого объекта.

Эта идея уравнительного трансформатора (автотрансформатора) используется в серийных электромеханических дифференциальных реле серии РНТ и ДЗТ.

В цифровых терминалах уравновешивание м.д.с. плеч дифференциальной защиты осуществляется программным путем за счет выравнивающих коэффициентов применительно к токам плеч начала и конца защищаемого объекта.

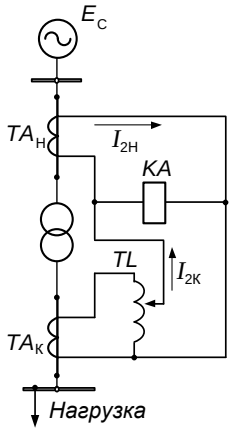


Рис. 1.6. Схема автотрансформаторного уравновешивания м.д.с. плеч дифференциальной защиты

1.3.2.4. Учет особенностей трансформаторов в дифференциальных защитах

Важнейшие особенности трансформаторов, как объектов защиты, обусловлены их назначением и принципом действия.

Во-первых, токи обмоток силовых трансформаторов на стороне высшего и низшего напряжений не равны по величине, за исключением трансформаторов с коэффициентом трансформации равным 1.

Во-вторых, токи в одноименных фазах высшего и низшего напряжений силовых трансформаторов сдвинуты по фазе, если группа соединения трансформатора отличается от нулевой (рис. 1.7).

В-третьих, многие силовые трансформаторы имеют регулирование под нагрузкой, поэтому в процессе работы коэффициент трансформации силового трансформатора может изменяться.

В связи с этим в дифференциальной защите трансформатора приходится принимать специальные меры для выравнивания вторичных токов на высшей и низшей стороне трансформатора.

Для того, чтобы избавится от тока небаланса, обусловленного разными значениями токов в плечах защиты, используют уравнительные трансформаторы. Так, в реле типа РНТ-565 (рис.1.8) рабочая и уравнительная обмотки включены по автотрансформаторной схеме и расположены на общем ферромагнитном сердечнике. На этом же сердечнике размещена обмотка, к которой подключают катушку реле тока.

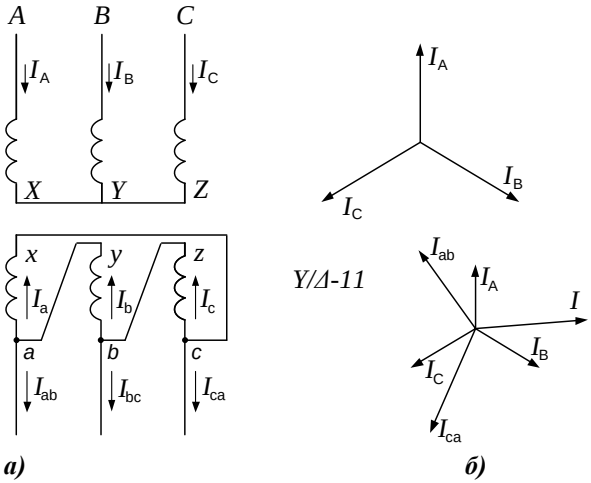


Рис. 1.7. Схема соединения обмоток силового трансформатора (а) и векторная диаграмма (б)

В качестве основной стороны дифференциальной защиты трансформатора, выбирают ту, где вторичный ток наибольший. Как правило, стараются подобрать коэффициенты трансформации трансформаторов тока так, чтобы основной стороной была та, к которой присоединена нагрузка трансформатора. А сторона источника питания трансформатора, следовательно, является не основной.

Чтобы избавиться от фазового сдвига токов в разных плечах дифференциальной защиты трансформатора используют специальную схему включения вторичных обмоток трансформатора тока (рис. 1.9, а). А именно, вторичные обмотки трансформаторов тока соединяют по противоположной схеме, т.е. на стороне «звезды» силового трансформатора вторичные обмотки трансформаторов тока соединяют по схеме «треугольник», а со стороны «треугольника» силового

трансформатора вторичные обмотки трансформаторов тока соединяют по схеме «звезда» с той же группой соединения.

На векторной диаграмме (см. рис.1.9,б) направления векторов первичных и соответствующих вторичных токов совпадают. Из векторной диаграммы следует, что токи в линейных проводах трансформаторов тока, соединенных по схеме «треугольника», (со стороны «звезды» силового трансформатора $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$ сдвигаются относительно соответствующих фазных токов во вторичной и первичной обмотках трансформаторов тока на угол 30 градусов. Вторичные токи в проводах второй группы трансформаторов тока $I_{ab(2)}$, $I_{bc(2)}$, $I_{ca(2)}$ совпадают по фазе с соответствующими первичными токами, и поэтому сдвинуты по отношению к первичным соответствующим токам на стороне «звезды», так же как и токи $I_{AB(2)}$, $I_{BC(2)}$, $I_{CA(2)}$ на угол 30 градусов. Как видно, направления векторов вторичных токов на стороне низшего и высшего напряжения совпадают, и при сквозных токах ток небаланса в идеале равен нулю.

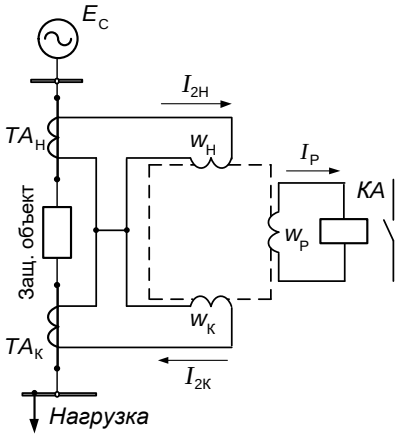


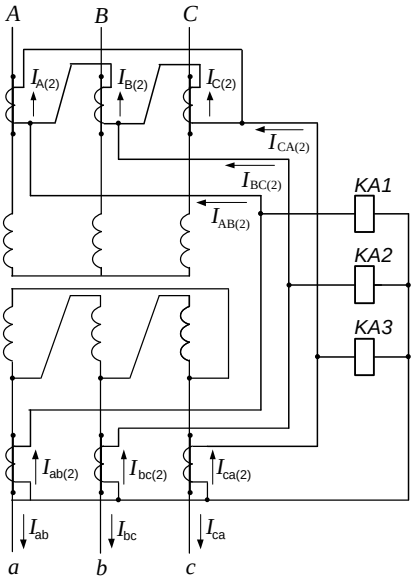
Рис. 1.8. Схема уравнительных обмоток в реле РНТ-565

Однако, есть важное ограничение. Токи нулевой последовательности, возникающие в сети с заземленной нейтралью при несимметричных замыканиях на землю, могут замыкаться только через обмотку трансформатора, соединенную по схеме «звезда с заземленным нулевым выводом». Эти токи, трансформируясь попадают во вторичные обмотки ТТ, которые соединены по схеме «треугольника» (рис. 1.10).

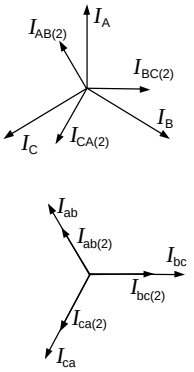
В контуре вторичных обмоток ТТ, соединенных по схеме «треугольник», токи направлены последовательно и циркулируют в этом контуре, не выходя за его пределы. Это означает, что в дифференциальной защите трансформатора токи нулевой

последовательности циркулируют только в том плече защиты, в котором обмотки силового трансформатора соединены по схеме «звезда с нулевым выводом». При соединении вторичных обмоток ТТ, установленных со стороны «звезды» силового трансформатора, по схеме «звезда», токи нулевой последовательности получают возможность циркулировать в дифференциальном реле. Это может привести к неправильному срабатыванию защиты при однофазных и двухфазных КЗ на землю во внешней сети с заземленной нейтралью.

В цифровых устройствах защиты согласование вторичных токов при разных схемах и группах соединения обмоток силового трансформатора осуществляется математическими методами. Вторичные обмотки ТТ на всех сторонах силового трансформатора собирают по схеме «звезда», что улучшает условия работы ТТ. В плечах защиты, где обмотки силового трансформатора соединены по схеме «треугольник», математическое изменение группы соединения вторичных обмоток ТТ реализуют за счет образования геометрических (векторных) разностей фазных токов $I_a - I_b$, $I_b - I_c$ и $I_c - I_a$.. При нечетных группах соединения обмоток силового трансформатора для сохранения амплитудного согласования эта разность умножается на коэффициент $1/\sqrt{3}$. Таким образом, производится выравнивание токов плеч защиты по фазе, и дополнительное выравнивание по величине.



а)



б)

Рис. 1.9. Схема включения электромеханических реле в дифференциальной защите трансформатора (а) и векторные диаграммы токов в нормальных режимах и при внешних КЗ (б)

1.3.2.5. Особенности согласования вторичных токов в цифровых устройствах защиты

Практически согласование групп соединения обмоток в цифровых терминалах защиты осуществляется путем задания номера группы соединения обмоток защищаемого трансформатора, при условии подключения фазных токов на сторонах высшего и низшего напряжения по принятой схеме со стандартной маркировкой выводов.

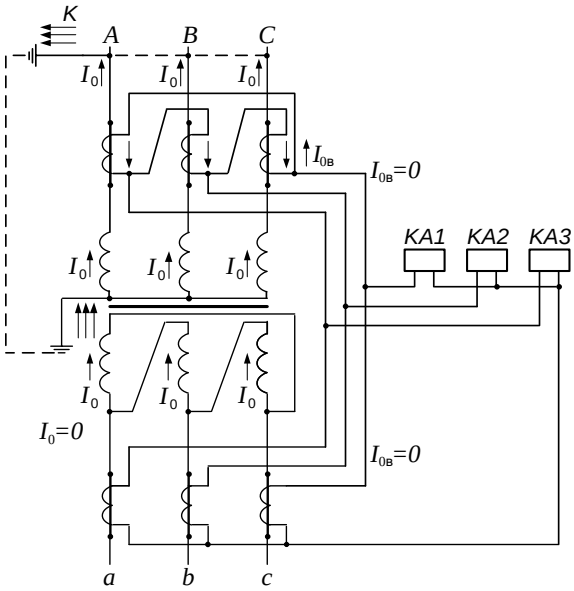


Рис. 1.10. Схема распределения токов нулевой последовательности в дифференциальной защите при КЗ на землю

1.3.2.6. Чувствительность дифференциальной защиты трансформатора

Чувствительность дифференциальной защиты трансформатора, в соответствии с требованиями п.3.2.21 ПУЭ [1], определяют по

минимальному току короткого замыкания при повреждении на выводах трансформатора в зоне действия защиты. Например, применительно к двухобмоточному трансформатору, надо использовать ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме питающей сети при повреждении в расчетной точке на выводах трансформатора со стороны нагрузки.

Коэффициент чувствительности определяют так:

$$k_{\text{ЧДЗ}} = I_{\text{КМИН}} / I_{\text{СЗНАЧ}}.$$

Здесь $I_{\text{КМИН}}$ – минимальный ток короткого замыкания при повреждении на выводах трансформатора в зоне действия защиты; $I_{\text{СЗНАЧ}}$ – начальное значение тока срабатывания дифференциальной защиты с торможением.

Коэффициент чувствительности должен быть не меньше 2.

1.3.3. Токовые защиты

На понижающих трансформаторах небольшой мощности (менее 6,3 МВА) для выявления внутренних повреждений, если не предусмотрена дифференциальная защита, применяют двухступенчатую токовую защиту. Ее устанавливают со стороны питания и, как правило, подключают к ТТ непосредственно у выключателя. В контролируемую ей зону входят трансформатор и цепи соединения трансформатора с выключателем. В некоторых случаях для трансформаторов с низшим напряжением 0,4 кВ двухступенчатую защиту дополняют защитой от однофазных КЗ на выводах низшего напряжения, обеспечивающих питание четырехпроводной сети 0,4 кВ.

Указанные зашиты должны действовать на отключение всех выключателей трансформатора.

В качестве первой ступени используют селективную токовую отсечку без выдержки времени, в качестве второй – МТЗ с выдержкой времени срабатывания.

Ток срабатывания первой ступени (токовой отсечки) выбирают по условию отстройки от максимального тока КЗ при повреждении в точке К2 за трансформатором относительно источника питания на шинах низшего напряжения (рис. 1.11):

$$I_{\text{СЗТ}-1} > I_{K2\,МАКС}$$

и вычисляют так:

$$I_{\text{СЗТ}-1} = k_3\, I_{K2\,МАКС}$$

Здесь k_3 – коэффициент запаса.

Трансформаторы небольшой мощности обычно имеют значительное эквивалентное сопротивление прямой последовательности и, следовательно, контролируемые защитой токи КЗ при повреждении со стороны нагрузки существенно меньше, чем при повреждении со стороны

питания. При этом в зону действия отсечки входит значительная часть обмоток трансформатора.

Ток срабатывания второй ступени (здесь это МТЗ) выбирают по условиям отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{\text{СЗТ}-2} > I_{\text{РАБ}\,МАКС},$$

и возврата в исходное состояние при максимальном токе самозапуска в послеаварийном режиме (рис.1.12):

$$I_{\text{ВЗТ}-2} > I_{\text{СЗАП}\,МАКС}.$$

Здесь $I_{\text{ВЗТ}-2}$ – ток возврата защиты; $I_{\text{СЗАП}\,МАКС}$ – максимальный ток самозапуска в месте установки защиты в послеаварийном режиме после отключения поврежденного присоединения, получавшего питание через трансформатор.

Оба условия выполняются при расчете тока срабатывания по базовой формуле для МТЗ:

$$I_{\text{СЗТ}-2} = \left(\frac{k_{\text{З}}}{k_{\text{В}}}\right) I_{\text{СЗАП}\,МАКС} = \left(\frac{k_{\text{З}} * k_{СЗ}}{k_{\text{В}}}\right) I_{\text{РАБ}\,МАКС}$$

где $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата защиты (типовое значение $k_{\text{В}}$ = 0,85); $k_{СЗ}$ - коэффициент самозапуска, показывающий во сколько раз максимальный ток самозапуска превышает максимальный рабочий ток.

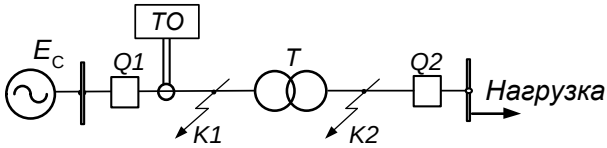


Рис. 1.11. Схема сети для выбора параметров срабатывания токовых защит

Необходимо отметить, что при расчетах максимальный рабочий ток трансформатора $I_{\text{РАБ}\,МАКС}$ определяют с учетом допустимой перегрузки трансформатора. Например, если допустимая перегрузка составляет 40%, то максимальный рабочий ток трансформатора принимают равным 1,4 номинального:

$$I_{\text{РАБ}\,МАКС} = 1{,}4\, I_{\text{Т НОМ}},$$

где

$$I_{\text{Т НОМ}} = \frac{S_{\text{Т НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{Т НОМ}}}.$$

Здесь $I_{\text{Т НОМ}}$ – номинальный ток трансформатора; $S_{\text{Т НОМ}}$ и $U_{\text{Т НОМ}}$ – номинальная мощность и номинальное напряжение трансформатора, соответственно.

Время срабатывания защиты $t_{\text{СЗТ-2}}$ выбирают по ступенчатому принципу по условию отстройки от времени срабатывания защит следующих за трансформатором присоединений:

$$t_{\text{СЗТ}-2} = \max(t_{\text{СЗ ПР}}) + \Delta t.$$

Здесь max $(t_{\text{СЗ ПР}})$ – наибольшее время срабатывания из защит присоединений, получающих питание через трансформатор.

Чувствительность первой ступени оценивают по численному значению коэффициента чувствительности [п.3.2.21 ПУЭ]:

$$k_{\text{чЗТ}-1} = \frac{I_{\text{К1 МИН}}}{I_{\text{СЗТ}-1}} > 2,$$

где $I_{\text{К1 МИН}}$ – минимальный возможный ток КЗ при повреждении в точке *К1* (в месте установки защиты).

При этом коэффициент чувствительности первой ступени защиты должен быть не менее 2.

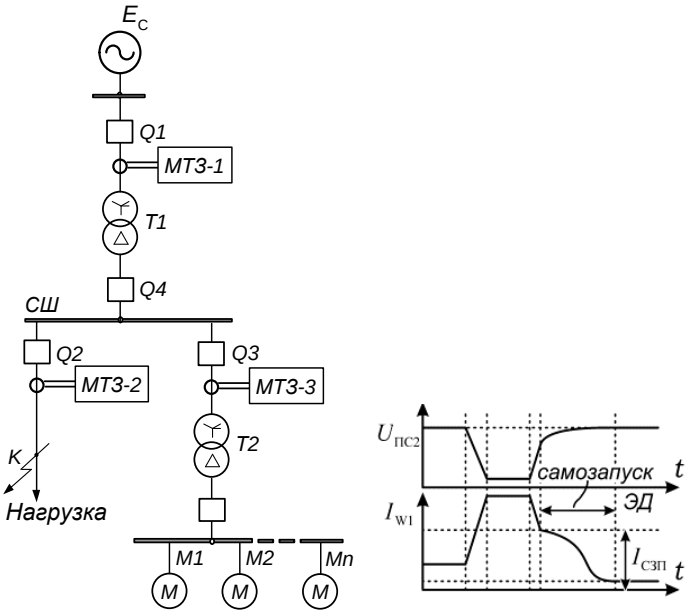


Рис. 1.12. Схема сети для выбора параметров срабатывания токовых защит с учетом самозапуска нагрузок

Чувствительность второй ступени защиты (МТЗ) оценивают с помощью коэффициента чувствительности, который определяют по минимальному току КЗ при повреждении в точке *К2* за трансформатором относительно источника питания на шинах низшего напряжения:

$$k_{\text{чЗТ}-2} = \frac{I_{\text{К2 МИН}}}{I_{\text{СЗТ}-2}} > 1{,}5,$$

где $I_{\text{К2 МИН}}$ - минимальный ток КЗ при повреждении в точке К2.

Коэффициент чувствительности второй ступени защиты должен быть не менее 1,5.

1.3.4. Защита от внешних коротких замыканий

Риск повреждения трансформатора токами КЗ при внешних повреждениях на присоединениях, которые получают питание через трансформатор, вызывает необходимость применять защиту от внешних КЗ с действием на отключение трансформатора. По функциональному назначению – это защита дальнего резервирования, обеспечивающая резервирование защит отходящих от трансформатора присоединений (рис. 1.13). Место установки защиты определяется условиями конкретного объекта и может быть, как со стороны питания, так и со стороны нагрузки трансформатора. В первом варианте она обеспечивает дополнительно ближнее резервирование защит трансформатора от внутренних повреждений. Во втором – допускает возможность отключать только один выключатель трансформатора, со стороны которого на отходящем присоединении произошло КЗ. На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием МТЗ от внешних КЗ устанавливают со стороны нагрузки, и эти защиты отключают только тот выключатель, со стороны которого произошло КЗ.

На трансформаторах мощностью более 1 МВА для этих целей предусматривают максимальную токовую защиту. При необходимости ее выполняют с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ от внешних КЗ выбирают по условиям отстройки от максимального рабочего тока (с учетом допустимой перегрузки) и возврата в исходное состояние при максимальном токе самозапуска:

$$I_{\text{МТЗ Т}} = \left(\frac{k_{\text{З}} * k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}}\right) I_{\text{РАБ } \mathit{МАКС}}$$

Время срабатывания выбирают по условию отстройки от защиты присоединения с наибольшей выдержкой времени срабатывания:

$$t_{\text{МТЗ Т}} = \max(t_{\text{СЗ ПР}}) + \Delta t$$

Коэффициент чувствительности оценивают по минимальному току КЗ ($I_{\text{К МИН}}$) при повреждении в конце присоединения, у которого ток КЗ наименьший:

$$k_{\text{ч МТЗ Т}} = \frac{I_{\text{К МИН}}}{I_{\text{МТЗ Т}}} > 1{,}2.$$

В случаях, когда чувствительность обычной МТЗ от внешних КЗ оказывается недостаточной, применяют МТЗ с пуском по напряжению. Применение пуска по напряжению позволяет определить ток

срабатывания защиты исходя из требования достаточной чувствительности защиты при известном минимальном токе КЗ.

$$I_{\text{МТЗ Т}} = \frac{I_{\text{К МИН}}}{k_{\text{Ч ДОП}}},$$

где $k_{\text{Ч ДОП}}$ – допустимый коэффициент чувствительности защиты ($k_{\text{Ч ДОП}}$ = 1,2).

Для предотвращения неправильного действия защиты при нарушении цепей напряжения ток срабатывания должен быть выбран еще по условию отстройки от максимального рабочего тока:

$$I_{\text{МТЗ Т}} = \left(\frac{k_3}{k_{\text{В}}}\right) I_{\text{РАБ }МАКС}\ .$$

Выбирают большее из значений тока срабатывания, полученное по этим двум условиям/

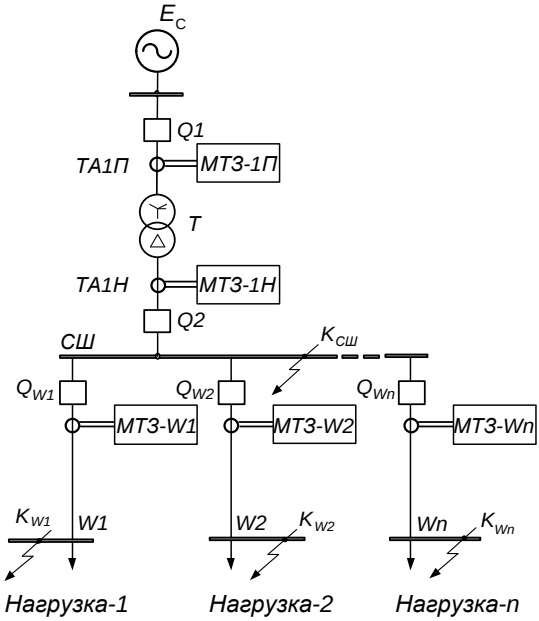


Рис. 1.13. Схема сети с трансформатором и несколькими отходящими линиями

Напряжение срабатывания пускового органа определяют по двум условиям:

- во-первых, по условию обеспечения возврата защиты в процессе самозапуска нагрузок после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{МТЗ Т}} \leq \frac{U_{\text{РАБ}\,МАКС}}{k_3 k_{\text{В}}};$$

- во-вторых, по условию отстройки от напряжения самозапуска при восстановлении напряжения устройствами автоматического повторного включения и автоматического включения резервного питания:

$$U_{\text{МТЗ Т}} \leq \frac{U_{\text{С ЗАП}}}{k_3}.$$

При практических расчетах напряжения срабатывания пускового органа МТЗ $U_{\text{РАБ}\,МИН}$ можно принимать равным 0,9 – 0,85 номинального напряжения в месте установки защиты, а $U_{\text{С ЗАП}}$ – равным 0,7 номинального напряжения; коэффициенты k_3 = 1,2 и $k_{\text{В}}$ = 1,2.

На понижающих трансформаторах большой мощности (более 6,3 МВА) при наличии двухстороннего питания применяют дополнительную токовую защиту обратной последовательности от несимметричных КЗ совместно с максимальной токовой защитой с пуском по минимальному напряжению от симметричных КЗ.

Ток срабатывания защиты выбирают по условию отстройки от тока, содержащего максимально допустимые составляющие обратной последовательности и небаланса на выходе фильтра обратной последовательности, приведенного к первичной стороне:

$$I_{\text{С32 Т}} \geq k_3\left(\frac{I_{\text{НБ}\,МАКС}+I_{2\,\text{ДОП}}}{k_{\text{В}}}\right).$$

Здесь: $I_{\text{НБ}\,МАКС}$ и $I_{2\,\text{ДОП}}$ - максимально допустимый ток небаланса на выходе фильтра обратной последовательности и максимально допустимый ток обратной последовательности, соответственно.

В реальных условиях ток срабатывания составляет $t_{\text{С32 Т}}$ = (0,5 - 0,7) $I_{\text{Т НОМ}}$. Таким образом обеспечивается более высокая чувствительность, чем у МТЗ от внешних КЗ, у которых ток срабатывания больше номинального тока трансформатора [2].

Выдержки времени срабатывания выбирают так же, как у МТЗ от внешних КЗ.

1.3.5. Защита от перегрузок токами

Перегрузка, как правило, является симметричным режимом трансформатора, поэтому защиту от перегрузки выполняют однофазной.

Защиту от перегрузки трансформатора, установленного на подстанции с дежурным персоналом, выполняют с действием на сигнал. На двухобмоточных трансформаторах защиту от перегрузки допускается устанавливать, как со стороны питания, так и со стороны нагрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки выбирают по условию возврата защиты в исходное положение при номинальном токе трансформатора: $I_{ВЗ} > I_{ТНОМ}$. Учитывая, что ток срабатывания ($I_{СЗ}$) и ток возврата ($I_{ВЗ}$) защиты связаны через коэффициент возврата $k_В = I_{ВЗ}/ I_{СЗ}$, ток срабатывания защиты от перегрузки определяют так:

$$I_{СЗПЕР} = (k_З/ k_В) I_{ТНОМ},$$

где $k_З$ – коэффициент запаса (для защиты от перегрузки принимают $k_З$ = 1,05).

Время срабатывания защиты от перегрузки выбирают по условию отстройки от наибольшего времени срабатывания токовых защит трансформатора ($t_{СЗМАКС}$):

$$t_{СЗПЕР} = t_{СЗМАКС} + \Delta t.$$

На подстанциях без дежурного персонала защиту от перегрузки трансформатора выполняют трехступенчатой.

Первая ступень срабатывает при небольших перегрузках с действием на сигнал, передаваемый по каналам телесигнализации на удаленный пункт управления подстанциями. Параметры срабатывания выбирают так же, как для защиты от перегрузки трансформатора на подстанциях с дежурным персоналом.

Вторая ступень срабатывает при значительных перегрузках с действием на отключение части потребителей (на разгрузку). Для этого используют МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени срабатывания. Для каждого значения тока, в соответствии с перегрузочной характеристикой трансформатора, принимают соответствующую выдержку времени срабатывания:

$$t_{СЗПЕР2} \leq t_{ДОП}.$$

Здесь $t_{ДОП}$ – допустимое время работы трансформатора с соответствующим током перегрузки.

Третья ступень действует на отключение трансформатора, если вторая ступень не осуществит разгрузку. Время срабатывания выбирают по условию отстройки от второй ступени:

$$t_{СЗПЕР3} = t_{СЗПЕР2} + \Delta t.$$

Причем, время срабатывания третьей ступени не должно превышать допустимое время работы трансформатора с соответствующим током перегрузки.

На трехобмоточных трансформаторах эту защиту устанавливают так, чтобы она реагировала на перегрузку любой из трех обмоток и обеспечивала защиту, когда одна из обмоток отключена. На трансформаторах с обмотками одинаковой мощности защиту от перегрузки устанавливают только со стороны питания. При разной мощности обмоток или питании с нескольких сторон защиту устанавливают со сторон всех обмоток.

2. УСТРОЙСТВО СТЕНДА И ИНСТРУКЦИИ ПО РАБОТЕ

2.1. Лабораторный стенд

2.1.1. Устройство стенда

Основой стенда является физическая модель электрической сети с трансформатором 110/10 кВ, содержащей источник питания и линии электропередачи с установленным терминалом релейной защиты (рис. 2.1). Модель выполнена трехфазной, с соблюдением критериев подобия при номинальном напряжении модели 12 В. Масштабы токов выбраны таким образом, чтобы аналоговые сигналы модели измерялись непосредственно терминалом релейной защиты. Поэтому, первичные и вторичные сигналы, применительно к терминалу, равны, и коэффициенты трансформации ТТ и ТН принимаются равными 1. Нормальные режимы и процессы короткого замыкания моделируются на частоте 50 Гц в реальном масштабе времени.

На передней панели стенда изображена мнемосхема защищаемой сети.

Источник питания на мнемосхеме сети показан графическим изображением энергосистемы E_c.

Каждая линия подключена к шинам подстанции через выключатель. Вблизи изображений выключателей на панели стенда размещены светодиодные индикаторы состояния выключателя. Индикатор красного цвета – выключатель во включенном состоянии; индикатор зеленого цвета – выключатель в отключенном состоянии.

Точки, в которых производится измерение и контроль аналоговых сигналов (токов и напряжений) терминалами релейной защиты, отмечены соответствующими графическими обозначениями трансформаторов тока TA-1, TA-2 и напряжения TV-1.

Точки КЗ показаны соответствующими графическими обозначениями и пронумерованы К1-К9. Номера точек КЗ дополнены светодиодными индикаторами, обозначающими выбранную точку КЗ.

Управление выключателями трансформатора и линий осуществляется кнопками «ВКЛЮЧИТЬ» и «ОТКЛЮЧИТЬ» под соответствующими надписями: «ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ Q1-Q5».

Точки КЗ выбирают с помощью переключателя «ВЫБОР ТОЧЕК К.З.»; индикатор на мнемосхеме указывает выбранную точку КЗ.

Короткие замыкания в модели сети осуществляются короткозамыкателем. Кнопки управления короткозамыкателем «ВКЛЮЧИТЬ» и «ОТКЛЮЧИТЬ» расположены под надписью «КОРОТКОЗАМЫКАТЕЛЬ».

Тумблер «ЛИНИЯ» предназначен для включения (положение «ВКЛЮЧИТЬ») и отключения (положение «ОТКЛЮЧИТЬ») питания модели сети в стенде.

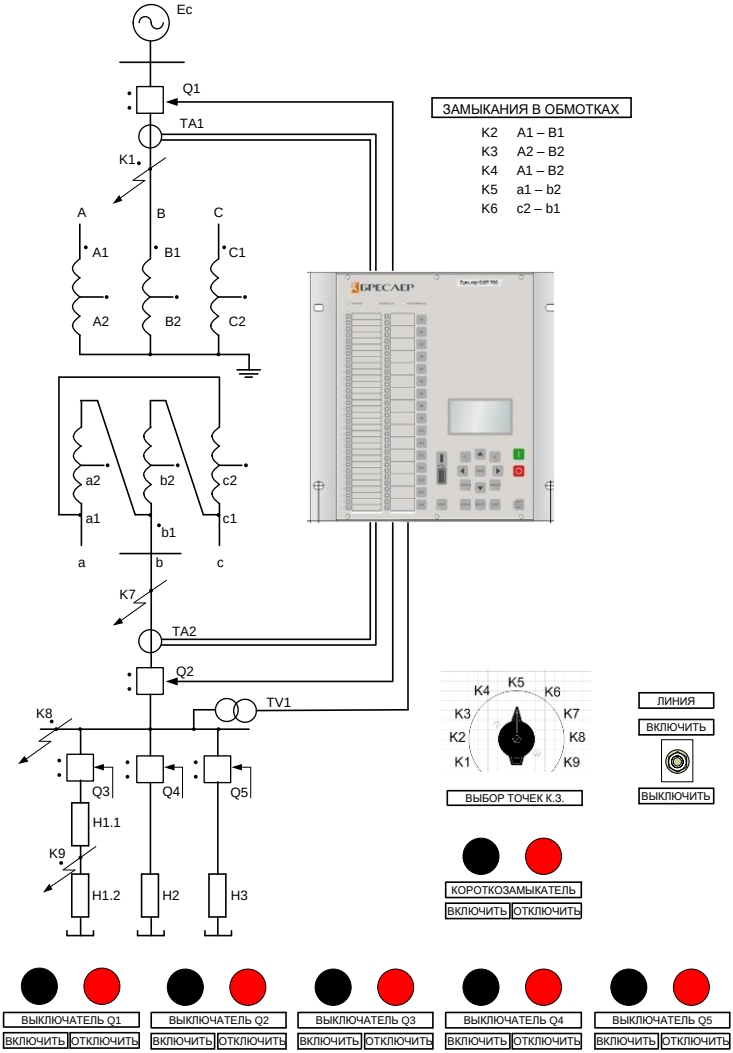


Рис. 2.1. Передняя панель стенда

На боковой поверхности стенда установлен выключатель общего питания стенда.

Стенд подключается к питающей сети переменного тока 220 В через шнур питания, вилку и розетку (розетка должна иметь заземление).

2.1.2. Устройство терминала защиты

Терминал релейной защиты – это цифровое устройство управления отдельным элементом электрической системы, предназначенное для быстрого выявления повреждения и отделения поврежденного элемента от исправной части электрической системы [4].

Входными сигналами терминала защиты являются токи и напряжения, измеряемые в месте подключения защиты к силовым цепям контролируемого объекта. Датчиками этих сигналов для терминала являются трансформаторы тока и напряжения, а исполнительным элементом – выключатель, с помощью которого контролируемый объект отключается от сети при внутреннем повреждении.

Терминал релейной защиты по внутренней структуре представляет собой цифровое измерительно-управляющее устройство. Он состоит из функциональных блоков, объединенных через кросс-плату (рис. 2.2).

В типовом исполнении терминал содержит следующие блоки:

- блок процессора;
- блок входных аналоговых преобразователей;
- блок входов дискретных сигналов;
- блок входных дискретных сигналов;
- блок выходов дискретных сигналов;
- блок питания с узлом коммутации цепей сигнализации.

Функционирование терминала происходит по программе, записанной в энергонезависимую память программ. В этой памяти также хранятся параметры срабатывания пусковых органов и конфигурация устройства.

Статическое ОЗУ предназначено для хранения данных, участвующих в алгоритме (программе) функционирования.

Часы реального времени позволяют фиксировать текущее время события. Предусмотрена возможность работы часов при отключенном питании от резервного источника питания, построенного на базе ионистора.

Порт USB типа «A» предназначен для выгрузки информации из терминала, обновления резидентного программного обеспечения и конфигурирования терминала через USB-flash накопитель.

Порт USB типа «mini-B» предназначен для подключения терминала к компьютеру с помощью программы BrsUSB для диагностики, конфигурирования и обновления резидентного программного обеспечения терминала, скачивания осциллограмм, аппаратного лога, журнала событий, а также мониторинга в реальном времени состояния входных, выходных и логических сигналов.

Последовательные каналы связи с портами RS-422/485 предназначены для связи терминала с компьютером или модемом. Скорость работы канала связи задается в диапазоне от 50 до 230400 бит/с.

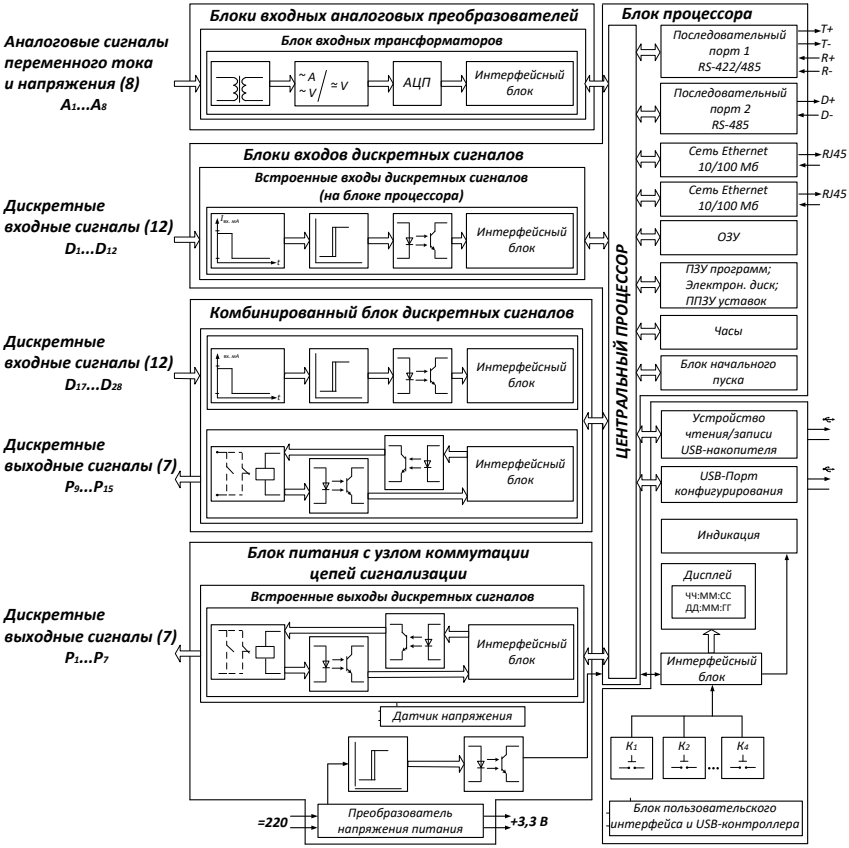


Рис. 2.2. Структурная схема терминала релейной защиты

Блок процессора управляет работой остальных блоков терминала с помощью сигналов, передаваемых через общую шину (кросс-плата). По этой же шине передаются сигналы управления и производится питание электронной части всех блоков терминала, кроме питания обмоток реле дополнительных блоков дискретных выходов, на которое заводится внешнее питание.

В состав блока процессора входит устройство электронной памяти емкостью от 256 МБ, что позволяет хранить в нем информацию в

цифровом виде по всем осциллографируемым каналам. При снятии напряжения питания информация в электронной памяти сохраняется.

На лицевой панели терминала имеется клавиатура управления и дисплей, с помощью которых осуществляется конфигурирование (например, изменение значений уставок) и просмотр состояния устройства (например, просмотр текущих значений токов/напряжений на аналоговых входах). Кроме того, на лицевой части терминала расположены светодиодные индикаторы, с помощью которых обеспечивается отображение текущего состояния терминала (работа или неисправность), а также информации о срабатывании отдельных функций терминала.

В терминале реализуются программным путем, все функции релейной защиты, предусмотренные нормативными документами применительно к силовым трансформаторам.

Базовой функцией терминала релейной защиты Бреслер-0107.700 является комплект защит трансформатора, предназначенный для выявления внутренних повреждений и защиты от токов внешних КЗ.

Таблица 2.1

Наименование параметра	**Значение параметра**
Номинальный переменный ток $I_{ном}$, А	1 или 5
Номинальное фазное напряжение переменного тока $U_{ном}$, В	$100/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение оперативного переменного/постоянного тока $U_{пит}$, В	110 или 220
Номинальная частота, Гц	50

Оперативное питание терминала может осуществляться от сети постоянного оперативного тока или от сети переменного оперативного тока. Терминал не повреждается и не срабатывает ложно при подключении и (или) отключении источника питания. Терминал сохраняет работоспособность и заданные параметры после перерывов питания любой длительности с последующим восстановлением.

Перечень основных функций терминала релейной защиты:

- Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), обеспечивает выравнивание токов плеч, блокировку (торможение) по второй и пятой гармонике, контроль целостности измерительных цепей тока и загрубление тормозной характеристики при неисправности цепей тока.
- Прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты при повреждениях в баке трансформатора (ГЗТ) и газовой защиты, действующей при повреждениях в отсеке РПН (ГЗ РПН)

- Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) стороны ВН с блокировкой по второй гармонике
- Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) стороны ВН:
- Трехступенчатая максимальная токовая защита ввода стороны НН:
- Логическая защита шин (ЛЗШ) стороны НН;
- Функция резервирования отказа выключателя (УРОВ) стороны ВН;
- Защита при потере охлаждения (ЗПО);
- Защита от перегрузки по току (ЗПТ) с действием на сигнал;
- Выдача сигналов пуска автоматики охлаждения (АО);
- Выдача сигналов блокировки РПН по току стороны ВН и напряжению стороны НН;
- Прием сигналов технологических защит (ТЗ).

2.1.3. Внешние элементы терминала

Внешний вид терминала Бреслер-0107.700 в трех проекциях с установочными размерами показан на (рис. 2.3), а лицевая панель с элементами индикации и управления – на (рис. 2.4).

Входные измерительные цепи гальванически отделены от электронных цепей терминала и от других его входных цепей.

Внешние токовые цепи подключают к терминалу через специальные токовые клеммы XA1, расположенные на задней панели терминала.

Номинальный ток токовых входов 5 А или 1 А. Терминалы, используемые в стенде, выполнены с номинальным входным током 1 А. Рабочий диапазон токов от 0,1 до 40 номинальных токов. Токовые аналоговые входы терминала без повреждений выдерживают 80 кратный номинальный ток (действующее значение) в течение 1 с.

Внешние цепи напряжения подключают к терминалу через разъем X1. Номинальное напряжение аналоговых входов переменного тока 100 В или 57,7 В. Рабочий диапазон измеряемого напряжения от 0,1 до 1,5 номинального. Входы выдерживают напряжение, превышающее номинальное, в 2,5 раза в течение 10 с.

Другие разъемы X2 – X8 предназначены для ввода в терминал дискретных сигналов.

Терминал оснащен несколькими цифровыми портами связи RS-422 и RS-485 (разъемы X3-X4), двумя портами Ethernet (X5.1 и X5.2), размещенными на задней панели, двумя портами USB (на передней панели). Вместо последовательных портов связи RS-422 и RS-485 могут быть установлены многофункциональные порты типа Ethernet RJ45 с

возможностью трансформации в оптические порты SC. Эти порты предназначены для связи с верхним уровнем АСУ ТП.

На лицевой панели терминала размещены следующие элементы (см. рис. 2.4):

• светодиодный индикатор наличия питания;

• клавиши управления «◄», «►», «▲», «▼»;

• светодиоды блока индикации;

• жидкокристаллический индикатор (ЖКИ);

• кнопки управления выключателем и светодиодные индикаторы для отображения положения выключателя;

• порты USB типа «A» и типа «mini-B»;

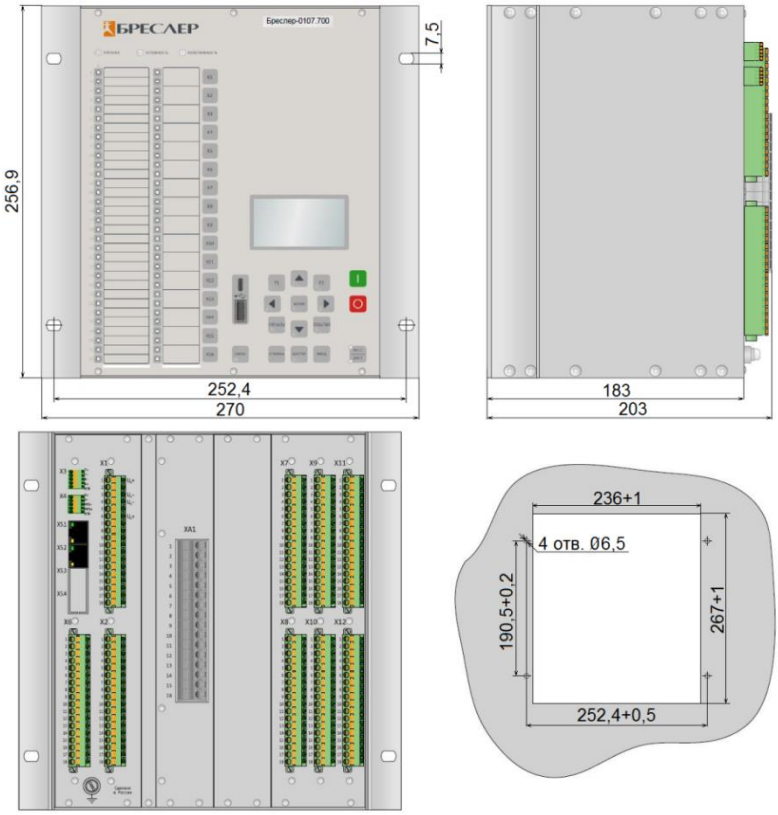


Рис. 2.3. Внешний вид терминала Бреслер-0107.700 с установочными размерами

• функциональные клавиши F1-F4, FN и светодиодные индикаторы состояния функциональных клавиш;

• светодиоды состояния терминала;

• клавиша сброса сигнализации.

Оперативный сброс светодиодной сигнализации с фиксацией осуществляется при помощи дискретного сигнала «Сброс», с помощью клавиши «Сброс», или по команде из АСУ ТП.

Назначение клавиш управления:

1. Клавиши «◄» (влево) и «►» (вправо) предназначены для ввода следующих команд:

- перемещение на уровень выше или ниже относительно текущего пункта меню;

- выбор варианта параметра в режиме редактирования;

- перемещение курсора в горизонтальном направлении в режиме редактирования параметров для смены активного символа (ввод чисел).

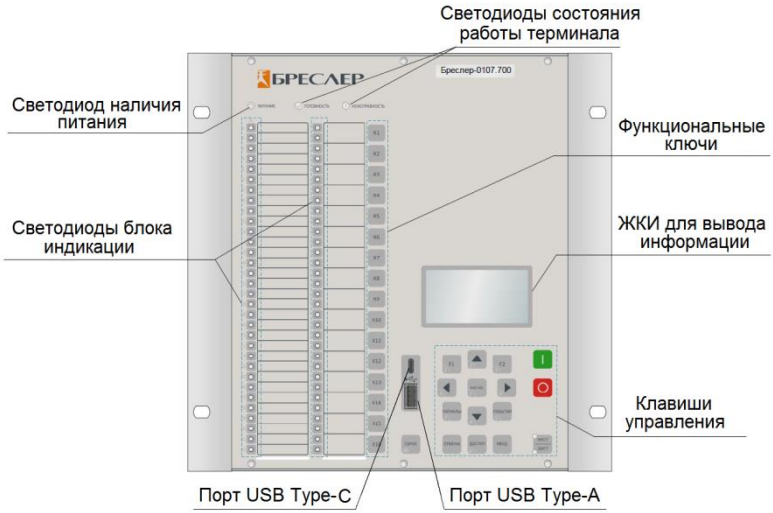


Рис. 2.4. Внешний вид лицевой панели терминала Бреслер-0107.700

При длительном нажатии (более 1 с) клавиши «►» происходит подтверждение выбранного действия, а клавиши «◄» - отмена выбранного действия.

При кратковременном нажатии клавиши «◄» в дежурном режиме осуществляется быстрый переход в режим просмотра аналоговых сигналов, при длительном нажатии происходит сброс сигнализации.

При кратковременном нажатии на клавишу «►» в дежурном режиме осуществляется быстрый переход в режим просмотра дискретных сигналов, при длительном нажатии - переход в главное меню.

2. Клавиши «▲» (вверх) и «▼» (вниз) имеют следующие функции:

- передвижение по пунктам текущего меню (с сохранением уровня);
- выбор вариантов подтверждения в диалоговом окне;
- циклическое изменение активного знака в окне данных в режиме редактирования.

При кратковременном нажатии клавиши «▲» в дежурном режиме осуществляется быстрый переход в режим просмотра и редактирования параметров срабатывания.

При кратковременном нажатии на клавишу «▼» осуществляется быстрый переход из дежурного режима в режим просмотра записей осциллограмм.

2.2. Инструкция по работе

2.2.1. Внешний осмотр и изучение стенда

Внешний осмотр производится с целью изучения устройства стенда и способов работы со стендом. Поставленная цель достигается путем выполнения следующих мероприятий:

1. Произвести внешний осмотр стенда, убедиться в отсутствии механических повреждений корпуса стенда, лицевых панелей терминалов защиты и элементов управления стендом, в наличии функциональных надписей и позиционных обозначений.
2. Изучить устройство стенда и входящих в состав стенда терминалов. Для этого можно использовать описание в п. 2.1.1 – 2.1.3 и руководство по эксплуатации терминала защиты Бреслер-0107.700 [4].
3. Изучить назначение и правила использования внешних элементов стенда: органов управления, средств отображения информации и индикации, портов связи с внешними устройствами [4].

2.2.2. Измерение тока в обмотках с помощью терминала Бреслер-0107.700

Измерение токов КЗ в обмотках, необходимых для расчета параметров срабатывания защит, можно производить с помощью терминала релейной защиты, установленного в лабораторном стенде, используя его как измерительный прибор в реальном времени.

Для этого предварительно создается нормальный режим с максимальным рабочим током трансформатора. В этом режиме выключатели на стороне питания и выключатели линий должны быть во включенном состоянии.

Терминал при включенном питании, как правило, находится в режиме ожидания, и его экран погашен. Каждый раз, если в течение 120

секунд не происходило каких-либо событий (возмущающих воздействий на входы), и клавиши терминала не нажимались, то пользовательский интерфейс терминала переходит в режим ожидания (дисплей гаснет). Вывод его из режима ожидания производится нажатием любой из клавиш. При этом на экране отобразится текущее время и дата.

Команды, которые необходимо осуществить для измерения тока, показаны в таблице 2.2.

Таблица 2.2.

Описание команды	**Вид экрана**
1. При погасшем дисплее нажать любую из клавиш «◄», «►», «▲», «▼» для перехода в дежурный режим (отображение даты и времени).	ЧЧ:ММ ДД/ММ/ГГГГ
2. В дежурном режиме кратковременно (менее 1 с) нажать клавишу «◄». Терминал перейдет в режим просмотра аналоговых величин.	> Вторичные > Первичные >
3. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «Вторичные».	> Физические > Расчетные > Вольтамперные >
4. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «Физические». Значения максимальных рабочих токов, появившиеся на экране, записать в таблицу по указанной в программе лабораторной работы форме. При кратковременном нажатии клавиши «►» дополнительно	>Ia ВН=0,001А Ib ВН=0,000А Ic ВН=0,000А Ia НН=0,001А Ib НН=0,002А Ic НН=0,001А Uab=0,001В

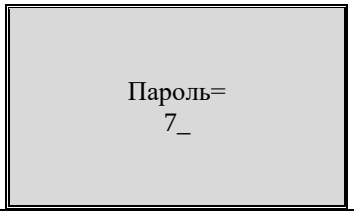
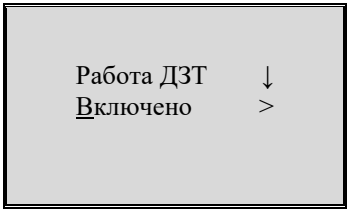
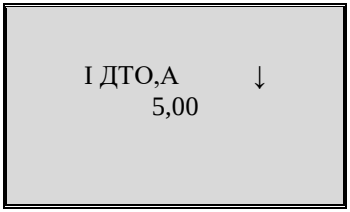
отображается угол сдвига тока (напряжения) относительно тока Ia ВН.	Ubc=0,004В
5. Ток короткого замыкания измеряют так. В исходном нормальном режиме сети, выбрать на стенде точку КЗ, вид КЗ и нажать клавишу активации КЗ. На экране терминала появятся значения вторичных токов и напряжений в данном режиме КЗ. Значения этих токов, появившиеся на экране, записать в таблицу по указанной в программе лабораторной работы форме. При этом, если токовые защиты введены, терминал может сработать на отключение выключателя и аварийный ток пропадет. Чтобы исключить преждевременное отключение трансформатора можно временно вывести защиты из работы, либо увеличить выдержку времени на срабатывание на время, достаточное для записи значений токов КЗ (выдержка времени срабатывания ДЗТ не регулируется).	>Ia ВН=1,587А Ib ВН=3,276А Ic ВН=3,153А Ia НН=0,001А Ib НН=0,001А Ic НН=0,001А Uab=0,025В Ubc=0,010В

2.2.3. Ввод параметров срабатывания

Параметры срабатывания защит, которые определены расчетным путем в соответствии с методикой, изложенной в гл.1, вводятся в терминалы защиты с помощью клавиш управления (таблица 2.3). Здесь показан пример, применительно к дифференциальной защите трансформатора (ДЗТ).

Таблица 2.3.

Описание команды	**Вид экрана**
1. При погасшем дисплее для перехода в дежурный режим (отображение даты и времени) нажать любую из клавиш «◄», «►», «▲», «▼».	ЧЧ:ММ ДД/ММ/ГГГГ
2. В дежурном режиме кратковременно (менее 1 с) нажать клавишу «▲». Терминал перейдет в режим изменения параметров срабатывания. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «Уставки».	>Уставки > Активная группа=1 Испытать выход >
3. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «ДЗТ».	>ДЗТ > ГЗ > ТЗНП ВН > МТЗ ВН > МТЗ НН > ЛЭШ НН >
4. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать «Уставка защит»	Конфигурация плеч > >Уставка защит >

5. Для ввода в работу ДЗТ длительно (более 1 с) нажать клавишу «►».	
6. Терминал запросит пароль доступа. Пароль - **«76»**. С помощью клавиш «▲» или «▼» сначала выбрать число **7**, нажать «►», затем - **6**. Для подтверждения введенного пароля длительно нажать клавишу «►».	 
7. После этого открывается возможность изменять параметры срабатывания. С помощью клавиш «◄», «►» поменять параметр **«Работа ДЗТ»** на **«Включено»**. Для подтверждения введенного параметра длительно нажать клавишу «►».	
8. Кратковременным нажатием клавиши «▼» выбрать пункт **«I ДТО,А»** Для изменения тока срабатывания дифференциальной токовой отсечки длительно (более 1 с) нажать клавишу «►».	

9. С помощью клавиш «▲» или «▼» задать рассчитанное значение. Для подтверждения длительно нажать клавишу «►».	I ДТО,А ↓ –
10. Кратковременным нажатием клавиши «▼» выбрать пункт «**Tср МКЦТ,с»** (время срабатывания медленно-действующего контроля целостности цепей тока в секундах). Для изменения времени срабатывания первой ступени защиты длительно (более 1 с) нажать клавишу «►».	Tср МКЦТ,с ↓ 4
11. С помощью клавиш «▲» или «▼» задать необходимое значение. Для подтверждения введенного значения длительно нажать клавишу «►».	Tср МКЦТ,с ↓ –
12. После задания значений параметров срабатывания кратковременным многократным нажатием клавиши «◄» вернуться в дежурный режим интерфейса, т.е. до появления на экране записи **«Сохранить уставки?»**. Длительным нажатием клавиши «►» подтвердить сохранение параметров срабатывания. Терминал перезагрузится с новыми параметрами срабатывания.	Сохранить уставки?
13. Другие параметры устанавливаются по аналогии.	

2.2.4. Измерение дифференциальных токов в нормальном режиме

Дифференциальный ток (ток небаланса) может служить информационным параметром для текущей оценки состояния, как защиты, так и защищаемого объекта в нормальном режиме. Пошаговая инструкция по измерению дифференциального тока показана в виде таблицы 2.4.

Таблица 2.4.

Описание команды	Вид экрана
1. При погасшем дисплее для перехода в дежурный режим (отображение даты и времени) нажать любую из клавиш «◄», «►», «▲», «▼».	ЧЧ:ММ ДД/ММ/ГГГГ
2. В дежурном режиме длительно (более 1 с) нажать клавишу «►». Терминал перейдет в режим изменения параметров. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «Режим».	>Режим > Сброс сигналов >
Испытать выход >
...
3. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать раздел «Диффер. зоны».	>Диффер. зоны >
Аналог. сигналы >
Диск. Сигналы >
4. Кратковременным нажатием клавиши «►» выбрать «ДЗТ».	>ДЗТ >
5. На табло изображены значения дифференциального и тормозного тока.	$I_{диф.ф.}$ A = 0.000 о.е. $I_{диф.ф.}$ B = 0.001 о.е. $I_{диф.ф.}$ C = 0.001 о.е. $I_{торм.}$ = 0.024 о.е.
6. Для выхода используйте клавишу «◄».	

3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ

3.1. Подготовка к работе

1. Произвести внешний осмотр стенда (см. п.2.2.1.).

2. Изучить стенд, схему защищаемого объекта, схему подключения защиты (см. п.2.1.1.).

3. Изучить терминал защиты, встроенный в стенд (см. п.2.1.2.).

4. Изучить инструкции по работе с терминалом, встроенным в стенд (см. п.2.2.2.-2.2.3.).

5. Изучить методику выбора параметров срабатывания токовых защит (см. п.1.1.-1.3.).

ЗАПРЕЩАЕТСЯ

1. Производить работу без предварительного инструктажа.
2. Включать стенд без разрешения преподавателя.
3. Оставлять без присмотра на длительное время установку во включенном состоянии.

3.2. Определение (измерение) исходных данных для выбора параметров срабатывания защит

1. Измерить номинальный ток трансформатора на стороне ВН и НН ($I_{НОМ}$).

Измерения проводить с помощью терминала защиты. Результаты измерений занести в соответствующие ячейки таблицы (форма 1).

При измерениях номинальным считают режим, когда подключены два присоединения: нагрузка Н1 и нагрузка Н2, соответственно, включены выключатели Q1, Q2, Q3 и Q4. Выключатель Q5 – в отключенном состоянии. При этой конфигурации сети измеряют номинальный ток трансформатора $I_{НОМ}$.

2. Измерить максимальные рабочие токи на стороне ВН и НН трансформатора ($I_{РАБМАКСИЗМ}$).

Измерения проводить с помощью терминала защиты. Результаты измерений занести в соответствующие ячейки таблицы (форма 1).

Ток $I_{РАБМАКСИЗМ}$ определяют при подключенных к шинам нагрузках Н1, Н2, Н3, соответственно, при включенных выключателях Q1, Q2, Q3, Q4, Q5.

3. Определить конкретные значения максимального рабочего тока трансформатора и коэффициент загрузки.

По измеренным значениям и указанным в форме 1 значениям параметров определить максимальный рабочий ток трансформатора $I_{РАБМАКС}$ на стороне ВН и НН. Результаты занести в соответствующие

ячейки таблицы (форма 1). Ток $I_{РАБМАКС}$ определяют путем вычисления: $I_{РАБМАКС} = 1{,}4 \cdot I_{НОМ}$.

Форма 1

Параметр	Сторона ВН	Сторона НН
$I_{НОМ}$, А		
$I_{РАБМАКСИЗМ}$, А		
Допустимая перегрузка	1,4	1.4
$I_{РАБМАКС}$, А		
$k_{ЗАГР} = I_{РАБМАКСИЗМ} / I_{НОМ}$		

4. Измерить максимальные токи короткого замыкания при повреждениях в расчетных точках К1-К9.

Измерения проводить на стороне ВН и НН с помощью терминала защиты (см. п.2.2.2) при включенных выключателях в цепях короткого замыкания от источника питания до точки КЗ (Q1, Q2, Q3, Q4, Q5).

В стенде при повреждениях в точках К1, К7-К9 моделируются трехфазные короткие замыкания. При повреждениях в точках К2-К6 моделируются внутренние короткие замыкания между обозначенными на схеме (указанными на передней панели стенда) выводами обмоток трансформатора. Повреждение в точке К2 моделируется как замыкание между выводами А1 и В1 (междуфазное замыкание на вводах обмотки ВН трансформатора). Повреждение в точке К3 – между выводами А2 и В2 (внутреннее замыкание между витками обмоток двух разных фаз обмотки ВН). Повреждение в точке К4 – между выводами А1 и В2 (замыкание между выводом фазы А и витками обмотки фазы В в обмотке ВН). Повреждение в точке К5 – между выводами a1 и b2 (замыкание между выводом фазы «a» и витками обмотки фазы «b» в обмотке НН). Повреждение в точке К6 – между выводами c2 и b1 (замыкание между выводом фазы «b» и витками обмотки фазы «c» в обмотке НН).

Для измерений надо предварительно установить в терминале защиты токи срабатывания защит заведомо больше тока короткого замыкания (например, 50 А), или - выдержки времени срабатывания защит, достаточные для считывания показаний с индикатора терминала, например, 20 с.

Измерения проводить поочередно при КЗ в каждой расчетной точке. Результаты измерений занести в соответствующие ячейки таблицы (форма 2).

Определить минимальные токи КЗ при повреждениях в соответствующих расчетных точках, и полученные значения занести в соответствующие ячейки формы 2.

Минимальные токи КЗ определяют расчетным путем: $I_{КМИН} = 0{,}87 \cdot I_{КМАКС}$. Здесь $I_{КМАКС}$ – измеренный максимальный ток КЗ.

3.3. Определение параметров срабатывания защит трансформатора и формирование бланка параметров

1. Определить расчетным путем, токи срабатывания всех защит, установленных на трансформаторе. Результаты расчетов занести в соответствующие ячейки таблиц (форма 3.1-3.3).

2. Определить расчетным путем выдержки времени срабатывания всех защит. Результаты занести в соответствующие ячейки таблиц (форма 3.1-3.3).

Форма 2

Место контроля тока КЗ	Номер расчетной точки	Максимальный ток КЗ $I_{КМАКС}$, А	Минимальный ток КЗ $I_{КМИН}$, А
Датчики на стороне ВН (ТА-1)	К1		
	…		
	К9		
Датчики на стороне НН (ТА-2)	К1		
	…		
	К9		

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяют так:

$$I_{СЗДО} = (3\text{-}4)\, I_{НОМ}.$$

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты с торможением (см. рис. 1.5) выбирают по условию отстройки от максимального тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$^{1}I_{СЗНАЧ} = k_З \cdot I_{НБНОМ},$$

где $I_{НБНОМ}$ – максимальный ток небаланса в нормальном (номинальном) режиме:

$$I_{НБНОМ} = (\varepsilon\, k_{ОДН} + \Delta U_{ОЕ}) I_{НОМ}\,.$$

Ток начала торможения 1 принимают равным номинальному току $I_{НОМ}$.

Границы второго участка торможения формируют так:

$$I_{НТ\text{-}1} = I_{НОМ};\ I_{НТ\text{-}2} = 1{,}4 \cdot I_{НОМ}.$$

Ток срабатывания, соответствующий точке $I_{НТ\text{-}2}$, определяют по условию отстройки от максимального тока небаланса при допустимой перегрузке трансформатора:

$$I_{СЗНТ\text{-}2} = k_З \cdot I_{НБПЕР},$$

где $I_{НБПЕР}$ и $I_{СЗНТ-2}$ – ток небаланса, соответствующий перегрузке трансформатора на 40%, и соответствующий ток срабатывания защиты при этом токе.

Форма 3.1

Параметр срабатывания МТЗ от внешних КЗ	Значение параметра МТЗ от внешних КЗ на стороне ВН		Значение параметра МТЗ от внешних КЗ на стороне НН	
	Именованные единицы	Относит. единицы	Именованные единицы	Относит. единицы
Ток срабатывания $I_{СЗМТЗ}$				
Время срабатывания $t_{СЗМТЗ}$, с		-		-

Форма 3.2

Параметр срабатывания защиты от перегрузки	Значение параметра	
	Именованные единицы	Относительные единицы
Ток срабатывания $I_{СЗПЕР}$		
Время срабатывания $t_{СЗПЕР}$, с		-

Форма 3.3

Параметр срабатывания ДЗТ	Значение параметра в именованных единицах	Значение параметра в относительных единицах
Дифференциальная отсечка		
Ток срабатывания дифференциальной отсечки		
Время срабатывания, с		
Дифференциальная защита с торможением		
Начальный ток срабатывания		
Ток начала торможения 1		
Коэффициент торможения-1		
Ток начала торможения 2		
Коэффициент торможения-2		

Коэффициент торможения 1 на втором участке тормозной характеристики определяют так:

$$k_{\text{ТОРМ-1}} = (I_{\text{СЗНТ-2}} - I_{\text{СЗНАЧ}}) / (I_{\text{НТ-3}} - I_{\text{НТ-1}}).$$

Начало третьего участка тормозной характеристики соответствует тормозному току $I_{\text{НТ-2}}$, а конец – току $I_{\text{КТ-3}}$. Причем, как правило, принимают $I_{\text{КТ-3}} = I_{\text{СЗДО}}$.

Коэффициент торможения на третьем участке:

$$k_{\text{ТОРМ-2}} = (I_{\text{СЗДО}} - I_{\text{СЗНТ-2}}) / (I_{\text{КТ-3}} - I_{\text{НТ-2}}).$$

Значения параметров срабатывания защит в относительных единицах вычисляют, используя номинальный ток трансформатора в качестве базисного.

Например, $I_{\text{СЗДО}*} = I_{\text{СЗДО}} I_{\text{НОМ}}$.

3.4. Ввод параметров срабатывания защит в терминалы защит

Последовательно в соответствии с инструкцией (см. п.2.2.4 и 2.2.5) ввести значения параметров срабатывания защит в терминалы из заполненных форм .3.1-3.3.

3.5. Проверка срабатывания защит

3.5.1. Проверка работы защиты в номинальном режиме трансформатора. Ввести в работу сеть и терминал защиты. Для этого при включенном питании стенда включить выключатели Q1, Q2, Q3, Q4. Токи стороны ВН и НН трансформатора должны соответствовать измеренным и записанным в таблицу по форме 1.

3.5.2. Проверка работы защиты при перегрузке трансформатора. Ввести в работу сеть и терминал защиты. Для этого при включенном питании стенда включить выключатели Q1, Q2, Q3, Q4, Q5. Токи стороны ВН и НН трансформатора должны соответствовать измеренным и записанным в таблицу по форме 1.

3.5.3. Последовательно с помощью короткозамыкателя создать короткие замыкания в каждой точке от К1 до К9. Определить какая защита сработала при замыкании в каждой точке по индикаторам терминала защит. Убедиться в правильности срабатывания защит.

3.5.4. Скачать (скопировать) на USB-Flash накопитель осциллограммы КЗ при повреждениях в расчетных точках К1-К9.

3.5.5. Перенести файлы осциллограмм на компьютер, и с помощью программного комплекса WinBres по осциллограммам определить параметры срабатывания защит при КЗ. Результаты занести в форму 4.

3.5.6. Провести анализ работы защит путем сопоставления установленных в терминале параметров срабатывания защит с измеренными параметрами, полученными из осциллограмм. Выводы о селективности, быстродействии и чувствительности защит изложить в Заключении о работе. Показать правильно ли действовали защиты при

повреждениях во всех указанных точках КЗ от К1 до К9 при установленных в терминале параметрах срабатывания. В случаях неправильной работы защиты выяснить причины дать объяснение.

Форма 4

Параметр	Место повреждения (точка)								
	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9
Время срабатывания защиты (измеренное)									
Название сработавшей защиты (ступень)									

3.6. Пример определения параметров срабатывания защит

3.6.1. Определение (измерение) исходных данных для выбора параметров срабатывания защит.

Параметры нормального режима и перегрузки. Таблица 1

Параметр	Сторона ВН	Сторона НН
$I_{\text{НОМ}}$, А	0,37	1,8
$I_{\text{РАБМАКСИЗМ}}$, А	0,39	2,55
Допустимая перегрузка	1,4	1.4
$I_{\text{РАБМАКС}}$, А	0,52	3,57
$k_{\text{ЗАГР}} = I_{\text{РАБМАКСИЗМ}} / I_{\text{НОМ}}$	1,05	1,4

3.6.2. Определение параметров срабатывания защиты от внешних КЗ стороны ВН трансформатора

Ток срабатывания первой ступени (селективной отсечки):

$I_{\text{СЗВН}-1} = k_3 I_{\text{КМАКС8}} = 1.2 \cdot 3.05 = 3.66$ А .

Время срабатывания первой тупени (селективной отсечки) принимают равным собственному (расчетному) времени срабатывания токовой отсечки: $t_{\text{СЗВН-1}} = 0{,}1$ с.

Вторая ступень защиты не используется.

Ток срабатывания третьей ступени (МТЗ) на стороне ВН:

$$I_{\text{СЗВН}-\text{З}} = \frac{k_{\text{З}} k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБМАКС}} = \frac{1.2 \cdot 1}{0.85} 0.52 = 0.73 \text{ А}.$$

Время срабатывания третьей ступени (МТЗ) выбирают по условию отстройки от МТЗ, установленных на отходящих от секции шин линиях и вводе НН: $t_{\text{СЗВН-З}} = t_{\text{СНН}} + \Delta t = 1{,}5 + 0.3 = 1.8$ с.

Здесь $t_{\text{СЗНН}}$ – время срабатывания МТЗ, установленной на вводе НН трансформатора (можно принять 1,5 с); Δt – ступень селективности (можно принять 0,3 с).

Чувствительность основного действия (ближнее резервирование защит трансформатора):

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{КМИН8}} / I_{\text{СЗВН-З}} = 2{,}7/0{,}73 = 3{,}7 > 1{,}5.$$

Защита удовлетворяет требованиям ПУЭ [1] по чувствительности.

Чувствительность резервного действия (дальнее резервирование от внешних повреждений):

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{КМИН9}} / I_{\text{СЗВН-З}} = 0{,}35/0{,}73 = 0{,}5 < 1{,}25.$$

Защита не удовлетворяет требованиям ПУЭ [1] по чувствительности.

Измеренные токи короткого замыкания. Таблица 2

Место контроля тока КЗ	Номер расчетной точки	Максимальный ток КЗ $I_{\text{КМАКС}}$, А	Минимальный ток КЗ $I_{\text{КМИН}}$, А
Датчики на стороне ВН (ТА-1)	К1	6,2	5,4
	К8	3,05	2,7
	К9	0,4	0,35
Датчики на стороне НН (ТА-2)	К8	52	45,2
	К9	3,8	3,3

Ток срабатывания третьей ступени (МТЗ) на стороне ВН:

$$I_{\text{СЗВН}-\text{З}} = \frac{k_{\text{З}} k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБМАКС}} = \frac{1.2 \cdot 1}{0.85} 0.52 = 0.73 \text{ А}.$$

Время срабатывания третьей ступени (МТЗ) выбирают по условию отстройки от МТЗ, установленных на отходящих от секции шин линиях и вводе НН: $t_{\text{СЗВН-З}} = t_{\text{СНН}} + \Delta t = 1{,}5 + 0.3 = 1.8$ с.

Здесь $t_{\text{СЗНН}}$ – время срабатывания МТЗ, установленной на вводе НН трансформатора (можно принять 1,5 с); Δt – ступень селективности (можно принять 0,3 с).

Чувствительность основного действия (ближнее резервирование защит трансформатора):

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{КМИН8}} / I_{\text{СЗВН-З}} = 2{,}7/0{,}73 = 3{,}7 > 1{,}5.$$

Защита удовлетворяет требованиям ПУЭ [1] по чувствительности.

Чувствительность резервного действия (дальнее резервирование от внешних повреждений):

$$k_{\text{Ч}} = I_{\text{КМИН9}} / I_{\text{СЗВН-3}} = 0{,}35/0{,}73 = 0{,}5 < 1{,}25.$$

Защита не удовлетворяет требованиям ПУЭ [1] по чувствительности.

В связи с этим для обеспечения резервирования защит присоединений при внешних КЗ необходимо оценить параметры срабатывания отдельной МТЗ от внешних КЗ на стороне НН трансформатора.

3.6.3. Определение параметров срабатывания МТЗ от внешних КЗ стороны НН

Параметры срабатывания защиты от внешних КЗ занесены в таблицу 3 по форме 3.1.

Параметры срабатывания защиты от внешних КЗ. Таблица 3

Параметр защиты от внешних КЗ	Значение параметра защиты от внешних КЗ на стороне ВН		Значение параметра защиты от внешних КЗ на стороне НН	
	Именованные единицы	Относит. единицы	Именованные единицы	Относит. единицы
Ток срабатывания 1 ступени (отсечки)	3,66 А	9,9	-	-
Время срабатывания 1 ступени (отсечки)	0,1 с	-	-	-
Ток срабатывания $I_{\text{СЗМТЗ}}$	0,73 А	1,9	5 А	2,8
Время срабатывания $t_{\text{СЗМТЗ}}$, с	1,8 с	-	1,3 с	-

Ток срабатывания МТЗ на стороне НН:

$$I_{\text{СЗВН}-3} = \frac{k_3 k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} I_{\text{РАБМАКС}} = \frac{1.2 \cdot 1}{0.85} 3.57 = 5 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ выбирают по условию отстройки от МТЗ, установленных на отходящих от секции шин линиях:

$$t_{\text{СЗВН-3}} = t_{\text{СЗW}} + \Delta t = 1 + 0.3 = 1.3 \text{ с}.$$

Здесь $t_{СЗW}$ – наибольшее время срабатывания МТЗ, установленных на линиях, отходящих от секции шин НН и на межсекционной связи (можно принять 1 с); Δt – ступень селективности (можно принять 0,3 с).

Чувствительность резервного действия:

$$k_Ч = I_{КМИН9} / I_{СЗВН-3} = 3,3/5 = 0,7 < 1,25.$$

Защита не удовлетворяет требованиям ПУЭ [1] по чувствительности. Здесь показан особенный случай, когда ток КЗ при повреждении в конце линии W1 недопустимо мал. В реальных электрических сетях необходимо принимать специальные меры для обеспечения необходимой чувствительности МТЗ от внешних КЗ, включая изменения параметров присоединений.

3.6.4. Определение параметров срабатывания защиты от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки, установленной со стороны питания:

$$I_{СЗПЕР} = (k_З/ k_В) I_{ТНОМ} = (1,05 /0,85) 0,37 = 0,45 А.$$

где $k_З$ – коэффициент запаса (для защиты от перегрузки принимают $k_З$ = 1,05).

Время срабатывания защиты от перегрузки выбирают по условию отстройки от наибольшего времени срабатывания токовых защит трансформатора ($t_{СЗМАКС}$):

$$t_{СЗПЕР} = t_{СЗМАКС} + \Delta t.$$

Можно принять $t_{СЗМАКС} = t_{СЗВН-3}$. Тогда:

$$t_{СЗПЕР} = 1,8 + 0,3 = 2,1 с.$$

Параметры срабатывания защиты от перегрузки занесены в таблицу 4 по форме 3.2.

Параметры срабатывания защиты от перегрузки. Таблица 4.

Параметр срабатывания защиты от перегрузки	Значение параметра в именованных единицах	Значение параметра в относительных единицах
Ток срабатывания $I_{СЗПЕР}$	0,45 А	1,2
Время срабатывания $t_{СЗПЕР}$	2,1 с	-

3.6.5. Определение параметров срабатывания дифференциальной защиты

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

$$I_{СЗДО} = (3-4)I_{НОМ} = (3-4) 0,37 = 1,1 - 1.48 А.$$

Можно принять $I_{СЗДО}$ =1.48 А. В относительных единицах $I_{СЗДО*}$ =4.

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты с торможением:

$$I_{СЗНАЧ} = k_З \cdot I_{НБНОМ} = 1{,}2 \cdot 0{,}085 = 0{,}1 \text{ А}.$$

Здесь максимальный ток небаланса в нормальном (номинальном) режиме:

$$I_{НБНОМ} = (\varepsilon\, k_{ОДН} + \Delta U_{ОЕ}) I_{НОМ} = (0{,}1 \cdot 0{,}5 + 0{,}18)\ 0{,}37 = 0{,}085 \text{ А}.$$

Здесь $\Delta U_{ОЕ}$ = 0,18 диапазон регулирования коэффициента трансформации трансформатора (±9%).

В относительных единицах:

$$I_{СЗНАЧ*} = I_{СЗНАЧ} / I_{НОМ} = 0{,}1/0{,}37 = 0{,}28.$$

Ток начала торможения-1 $I_{НТ\text{-}1} = I_{НОМ}$ = 0,37 А. В относительных единицах: $I_{НТ\text{-}1*} = 1$.

Границы второго участка торможения в относительных единицах:

$$I_{НТ\text{-}1*} = 1;\ I_{НТ\text{-}2*} = 1{,}4.$$

Полученные значения занесены в таблицу 5 по форме 3.3.

Параметры срабатывания дифференциальной защиты. Таблица 5.

Параметр срабатывания ДЗТ	Значение параметра в именованных единицах	Значение параметра в относительных единицах
Дифференциальная отсечка		
Ток срабатывания дифференциальной отсечки	1,48 А	4
Время срабатывания, с	0,1 с	-
Дифференциальная защита с торможением		
Начальный ток срабатывания	0,1 А	0,28
Ток начала торможения 1	0,37 А	1
Коэффициент торможения-1	-	0,3
Ток начала торможения 2	0,5 А	1,4
Коэффициент торможения-2	-	0,53

Ток срабатывания, соответствующий точке $I_{НТ\text{-}2}$, определяют по условию отстройки от максимального тока небаланса при допустимой 40% перегрузке трансформатора:

$$I_{СЗНТ\text{-}2} = k_З \cdot I_{НБПЕР} = 1{,}2\ (0{,}1 \cdot 0{,}5 + 0{,}18)\ 1{,}4 \cdot 0{,}37 = 0{,}14 \text{ А}.$$

В относительных единицах $I_{СЗНТ\text{-}2*} = 0{,}14/0{,}37 = 0{,}4$.

Коэффициент торможения-1 на втором участке тормозной характеристики:

$$k_{ТОРМ\text{-}1} = (I_{СЗНТ\text{-}2*} - I_{СЗНАЧ*}) / (I_{НТ\text{-}3*} - I_{НТ\text{-}1*}) = (0{,}4\text{-}0{,}28)/(1{,}4\text{-}1) = 0{,}3.$$

Начало третьего участка тормозной характеристики соответствует тормозному току (в относительных единицах) $I_{НТ\text{-}2*}$ = 1,4, а конец – току $I_{КТ\text{-}3*} = I_{К8МАКС}/ I_{НОМ} = 3{,}05/0{,}37 = 8{,}2$ и $I_{СЗДО*} = 4$.

Коэффициент торможения-2 на третьем участке:

$$k_{ТОРМ-2} = (I_{СЗДО*} - I_{СЗНТ-2*}) / (I_{КТ-3*} - I_{НТ-2*}) = (4-0,4)/(8,2-1,4) = 0,53.$$

Чувствительность дифференциальной защиты оценивают по коэффициенту чувствительности:

$$k_{ЧДЗ} = I_{КМИН} / I_{СЗНАЧ} = 2,7/0,1 = 27 > 2.$$

Здесь $I_{КМИН}$ = 2,7 А – минимальный ток короткого замыкания при повреждении на выводах трансформатора в зоне действия защиты (в расчетной точке К8); $I_{СЗНАЧ}$ = 0,1 А – начальное значение тока срабатывания дифференциальной защиты с торможением.

Коэффициент чувствительности больше 2; параметры срабатывания дифференциальной защиты удовлетворяют требованиям по чувствительности.

Таблицы с параметрами защит, вводимых в терминал, приведены в Приложении (Таблица П1 и Таблица П2).

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок / М-во энергетики РФ. – 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 640 с.

2. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.: Энергия, 1974. – 680 с.

3. Булычев А.В., Наволочный А.А. Релейная защита в распределительных электрических сетях. – М.: ЭНАС, 2011. – 208 с.

4. Микропроцессорный терминал «Бреслер-0107.700». Основная и резервная защиты двухобмоточного трансформатора. Руководство по эксплуатации: БРСН.656122.700 РЭ. – г.Чебоксары, ООО «НПП Бреслер», 2021. – 191 с.

Приложение:

Таблица параметров защит, вводимых в терминал

Дифференциальная защита трансформатора (выравнивание токов плеч). Таблица П1

Обозначение параметра (диапазон регулирования)	**Значение параметра**
Учет токов стороны ВН1 (Отключено, Включено)	Включено
Учет токов стороны НН1 (Отключено, Включено)	Включено
Компенсация токов НП на стороне ВН1 (Отключено, Включено)	Отключено
Компенсация токов НП на стороне НН1 (Отключено, Включено)	Отключено
Группа соединения на стороне ВН1 (0 (0 град. отстав.), 1 (30 град. отстав.), …, 11 (30 град. опереж.))	0 (0 град.)
Группа соединения на стороне НН1 (0 (0 град. отстав.), 1 (30 град. отстав.), …, 11 (30 град. опереж.))	11 (30 град. опереж.)
Коэффициент амплитудной компенсации токов стороны ВН1 (Min: 0,1 о.е., Max: 10,0 о.е.)	0,508
Коэффициент амплитудной компенсации токов стороны НН1 (Min: 0,1 о.е., Max: 10,0 о.е.)	0,028

Дифференциальная защита трансформатора (уставки защит). Таблица П2

Обозначение параметра (диапазон регулирования)	**Значение параметра**
Работа дифференциальной токовой защиты (Отключено, Включено)	Включено
Работа дифференциальной токовой защиты в фазе В (Отключено, Включено)	Включено
Блокировка дифференциального органа с торможением по 2h/1h (Отключено, Включено)	Включено
Перекрестная блокировка по 2h/1h (Отключено, Включено)	Включено

Ограничение по времени перекрестной блокировки по 2h/1h (Отключено, Включено)	Отключено
Блокировка дифференциального органа с торможением по 5h/1h (Отключено, Включено)	Отключено
Перекрестная блокировка по 5h/1h (Отключено, Включено)	Отключено
Ограничение по времени перекрестной блокировки по 5h/1h (Отключено, Включено)	Отключено
Ток срабатывания ДТО (Min: 3,0 Iбаз, Max: 30,0 Iбаз)	3,0 Iбаз
Минимальный дифференциальный ток срабатывания ТХ (Min: 0,2 Iбаз, Max: 1,0 Iбаз)	0,37
Начальный ток торможения 2го участка ТХ (Min: 0,2 Iбаз, Max: 3,0 Iбаз)	1,0 Iбаз
Коэффициент торможения 2го участка ТХ (Min: 0,1 o.e., Max: 1,0 o.e.)	0,1 o.e.
Начальный ток торможения 3го участка ТХ (Min: 1,0 Iбаз, Max: 10,0 Iбаз)	2,0 Iбаз
Коэффициент торможения 3го участка ТХ (Min: 0,2 o.e., Max: 1,0 o.e.	0,467
Коэффициент 2ой гармоники блокировки дифференциального органа с торможением (Min: 0,1 o.e., Max: 0,5 o.e.)	0,15 o.e.
Коэффициент 5ой гармоники блокировки дифференциального органа с торможением (Min: 0,1 o.e., Max: 0,5 o.e.)	0,25 o.e.

Булычев Александр Витальевич
Иванов Евгений Николаевич
Осипова Валерия Сергеевна

Защиты трансформаторов

ISBN 978-5-6042431-5-2

Компьютерная верстка В.Ю. Тикинева

Подписано к печати 03.04.2023.
Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Печать оперативная.
Физ. печ. л. 5.2. Тираж 100 экз. Заказ №

Отпечатано с готового оригинал-макета
в типографии «Новое время».
428034, г. Чебоксары, ул. Мичмана Павлова, 50/1.
Тел.: (8352) 323-353, 412-789. E-mail: newtime1@mail.ru