

**Методические указания к расчету и выбору
уставок защит и автоматики
устройств серии БЭМП РУ**

БКЖИ.656316.004 РУ

Содержание

1	Выбор уставок функций защит	4
1.1	Максимальная токовая защита	4
1.1.1	МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ	4
1.1.2	МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ	6
1.1.3	Орган направления мощности	9
1.1.4	Пуск по напряжению	11
1.2	Защита от однофазных замыканий на землю	11
1.2.1	Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью	13
1.2.2	Ненаправленная сигнализация ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР	14
1.2.3	Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике	15
1.2.4	Неселективная защита, реагирующая на напряжение нулевой последовательности (Пуск по напряжению нулевой последовательности)	16
1.2.5	Зависимая время-токовая характеристика ЗОЗЗ	20
1.3	Логическая защита шин	21
1.4	Защита минимального напряжения	22
1.4.1	ЗМН вводного выключателя (Пуск АВР)	22
1.4.2	ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения	22
1.5	Защита от повышения напряжения	23
2	Выбор уставок функций автоматики	24
2.1	Автоматическое повторное включение	24
2.1.1	Однократное АПВ линий с односторонним питанием	24
2.1.2	Двукратное АПВ линий с односторонним питанием	25
2.2	Автоматический ввод резерва	25
2.3	Восстановление нормального режима	25
2.4	Устройство резервирования отказов выключателя	28
	Список использованной литературы	29

Представленная в настоящих методических указаниях информация является дополняющим материалом к руководствам по эксплуатации БКЖИ.656316.004-XXXX РЭ микропроцессорных (МП) блоков РЗА серии БЭМП РУ (далее «устройств серии БЭМП РУ» или «устройств БЭМП РУ») и должна применяться с учетом алгоритмов защит и автоматики, используемых в каждом конкретном устройстве БЭМП РУ и специфики защищаемого присоединения.

При расчете уставок функций защиты и автоматики устройств серии БЭМП РУ следует руководствоваться [1]-[11] и настоящими методическими указаниями.

Методические указания создавались с учетом вопросов, возникающих у настраивающего персонала при настройке устройств БЭМП РУ и у проектных организаций при расчете и выборе уставок. Основным объектом расчета в данной работе являются наиболее востребованные функции защит и автоматики электроустановок распределительных сетей 6(10)-35 кВ.

Сокращения, используемые в тексте настоящих указаний:

АПВ	- автоматическое повторное включение;
АСУ ТП	- автоматическая система управления технологическим процессом;
БДВС	- блок дискретных входных сигналов;
БЭМП РУ	- блок для энергетических объектов микропроцессорный для распределительных устройств;
ВВ	- вводной выключатель;
ВГ	- высшие гармоники;
ВМБ	- вольтметровая блокировка;
ДГР	- дугогасящий ректор;
ЗДЗ (ДЗ)	- защита от дуговых замыканий;
ЗМН	- защита минимального напряжения;
ЗОЗЗ	- защита от замыканий на землю;
ЗПН	- защита от повышения напряжения;
КЗ	- короткое замыкание;
КРУ	- комплектное распределительное устройство;
КСО	- камера секционная одностороннего обслуживания;
КЦУ	- контроль цепей управления;
ЛЗШ	- логическая защита шин;
МТЗ	- максимальная токовая защита;
ОЗЗ	- однофазное замыкание на землю
РПВ	- реле положения "включено";
РПО	- реле положения "отключено";
СВ	- секционный выключатель;
ТН	- трансформатор напряжения;
ТО	- токовая отсечка;
ТТ	- трансформатор тока;
УРОВ	- устройство резервирования при отказе выключателя;
ЦН	- цепи напряжения.

1 Выбор уставок функций защит

1.1 Максимальная токовая защита

В сетях 6-10 кВ максимальная токовая защита используется как основная защита. МТЗ входит в состав функций защит большинства типов устройств БЭМП РУ различных защищаемых присоединений.

МТЗ в устройствах БЭМП РУ выполнена, как правило, трехфазной, трехступенчатой. Защита реагирует на превышение фазным током уставки. Выбор уставки определяется условием селективности действия защиты.

Устройства БЭМП РУ могут быть включены как на 3, так и на 2 фазных тока. Во втором случае, подключение осуществляется на токи фаз А и С, ток в фазе В при этом вычисляется программно $I_B = -I_A - I_C$. Для этого необходимо при наладке устройства БЭМП РУ (имеющих возможность подключения ТТ фазы В) в параметрах присоединения указать отсутствие ТТ в фазе В.

Первая и вторая ступени МТЗ имеют независимую выдержку времени срабатывания, третья ступень может использоваться как с независимой (п. 1.1.1.3, п. 1.1.2.3), так и с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания (п. 1.1.3). Третья ступень МТЗ (МТЗ-3) выполнена ненаправленной и может выводиться из действия на отключение.

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.

В приведенных ниже методах расчета рассматривается применение МТЗ для защиты отходящих линий, понижающих трансформаторов 6(10)/0,4 кВ и линий к ним. Описанные методы выбора уставок могут использоваться и для других видов присоединений при соблюдении свойственных им особых условий, не описанных в данной работе.

1.1.1 МТЗ отходящих воздушных и кабельных линий 6(10) кВ

В данной главе рассматривается выбор уставок по току и по времени срабатывания МТЗ для БЭМП РУ, установленных на тупиковых подстанциях, для защиты линий с односторонним питанием (незакольцованные ЛЭП).

В качестве примера рассмотрен участок сети, приведенный на рисунке 1.

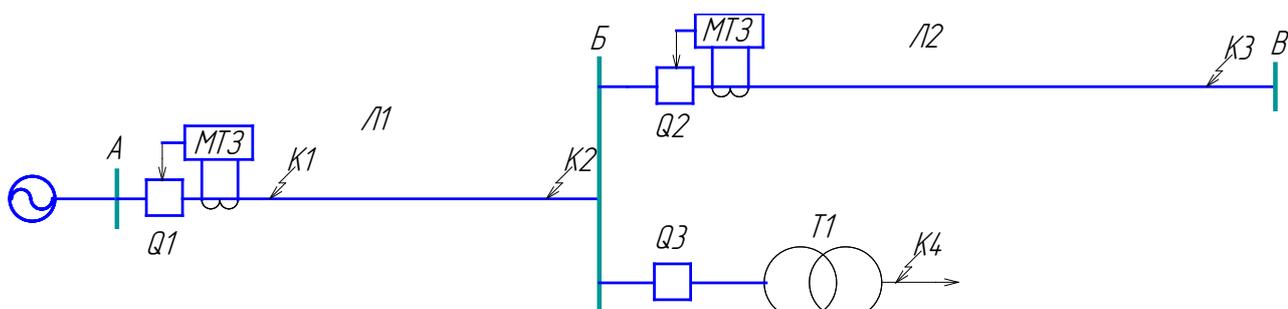


Рисунок 1 - Участок сети с односторонним питанием

1.1.1.1 Первая ступень МТЗ

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, которая защищает только часть линии (0,85 длины линии), расположенной ближе к источнику питания, и срабатывает без специального замедления, т.е. $t_{ср} \approx 0$ с.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором ее тока срабатывания $I_{с.з.}$ большим, чем максимальное значение тока трехфазного КЗ $I_{к.мах}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи (точки К2 для выключателя Q1 и точки К3 для выключателя Q2 на рисунке 1):

$$I_{с.з.} \geq k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (1.1.1)$$

где $k_H = 1,1 \dots 1,2$ – коэффициент надежности для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи;

$I_{к.мах}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой линии, в максимальном режиме.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 6(10) кВ рассматривается трехфазное КЗ при работе питающей ЭЭС в максимальном режиме, когда электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным.

1.1.1.2 Вторая ступень МТЗ

Вторая ступень - МТЗ-2, используется в качестве максимальной токовой защиты от междуфазных КЗ с выдержкой времени.

Ток срабатывания отсечки второй ступени отстраивается от токов срабатывания отсечки I или II ступеней защит смежных линий или присоединений.

$$I_{сз(A)}^{II} = k_3 I_{с.з.см(B)}^{II}, \quad (1.1.2)$$

где $k_3 = 1,1$ - коэффициент запаса (надежность по согласованию);

$I_{с.з.см(B)}^{II}$ - ток срабатывания токовой отсечки (первой ступени) защиты смежной линии (с подстанции Б).

Кроме того, проверяется отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции (при наличии выключателя на стороне высокого напряжения трансформатора, рисунок 1).

$$I_{сз(A)}^{II} = k_3 I_{к.см(K4)} \quad (1.1.3)$$

Расчетным является большее из полученных значений.

Выдержка времени II ступени защиты принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени ступеней защиты, от которых произведена отстройка:

$$t_{с.з(A)}^{II} = t_{с.з.см(B)}^{II} + \Delta t \quad (1.1.4)$$

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

Как правило, отстройка МТЗ-2 идет от защит смежных линий, не имеющих выдержки времени, в связи с этим выдержку времени принято принимать равной ступени селективности (0,5 с).

Чувствительность второй ступени проверяется в случае металлического КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме (см. рисунок 1).

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}(K2)}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 \quad (1.1.5)$$

1.1.1.3 Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве защиты от перегрузок. Ток срабатывания максимальной токовой защиты (третьей ступени) отстраивается от максимального тока нагрузки присоединения.

$$I_{\text{с.з}} = \frac{k_3 k_B}{k_c} I_{\text{нагр}\Sigma}, \quad (1.1.6)$$

где $k_3 = 1,1$ — коэффициент запаса по избирательности;

$k_c = 1,5 \dots 2,5$ — коэффициент отстройки от самозапуска электродвигателей;

$k_B = 0,95$ — коэффициент возврата токовых защит БЭМП РУ.

Коэффициент отстройки от самозапусков k_c принимается равным 3-6 для нагрузки с преобладанием электродвигателей, при малом удельном значении электродвигателей коэффициент понижается.

$I_{\text{нагр}\Sigma}$ — максимальный ток нагрузки.

Максимальный ток нагрузки определяется как:

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot 0,9 U_{\text{ном}}}, \quad (1.1.7)$$

где S_{max} — максимальная мощность нагрузки.

Проверяется отстройка от токов срабатывания вторых или третьих ступеней защит смежных линий.

$$I_{\text{сз}(A)} = k_3 I_{\text{с.з.см}(B)} \quad (1.1.8)$$

Выдержка времени третьей ступени защиты принимается на ступень селективности больше выдержек времени защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежного участка в минимальном режиме (см. рисунок 1):

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}(K3)}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2 \quad (1.1.9)$$

1.1.2 МТЗ понижающих трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ

1.1.2.1 Первая ступень МТЗ

Первая ступень МТЗ используется в качестве токовой отсечки от междуфазных КЗ, в зону действия токовой отсечки входят выводы обмотки 6,3 (10,5) кВ, часть первичных обмоток трансформатора, а также кабель, соединяющий трансформатор с выключателем на стороне 6,3 (10,5) кВ [1].

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.

$$I_{с.з.} = k_{отс} I_{кз}^{(3)}, \quad (1.1.10)$$

где $I_{с.з.}$ — уставка по току срабатывания отсечки,

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

$k_{отс} = 1,1 \dots 1,15$ — коэффициент отстройки для цифровых терминалов БЭМП РУ.

Кроме того, должно соблюдаться условие $I_{с.з.} > I_{намагн.}$, где $I_{намагн.}$ - амплитудное значение намагничивающего тока при включении трансформатора.

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 $\sqrt{2} \approx 5$ от броска намагничивающего тока трансформатора. В этом случае уставка срабатывания отсечки выбирается из выражения:

$$I_{с.з.} = k_{отс} \cdot I_{намагн.}, \quad (1.1.11)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1.

Защита имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора с помощью выключателя Q и при необходимости на независимый расцепитель автомата, установленного со стороны низшего напряжения.

1.1.2.2 Вторая ступень МТЗ

Значение уставки тока срабатывания второй ступени МТЗ понижающего трансформатора 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.

Ток срабатывания защиты, с учетом отстройки от режима самозапуска электродвигателей, определяют из выражения:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H \cdot k_C}{k_\epsilon} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (1.1.12)$$

где $k_H=1,1$ - коэффициент надежности не срабатывания защиты;

$k_\epsilon=0,95$ - коэффициент возврата реле тока БЭМП РУ;

$k_C = 1,5 \dots 6$ - 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;

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток через трансформатор.

Для построения МТЗ трансформаторов 6,3(10,5)/0,4 кВ с временем срабатывания более 0,3 с принимают значение $k_C \geq 1,1 - 1,3$. Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого трансформатора $I_{\text{раб. макс}}$ определяется с учетом его максимально допустимой перегрузки.

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

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{с.з. пред}}, \quad (1.1.13)$$

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

$I_{\text{с.з. пред}}$ - уставка тока срабатывания МТЗ РУ 0,4 кВ, приведенное с учетом коэффициента трансформации к стороне 6,3 (10,5) кВ.

Если на 0,4 кВ установлен автоматический выключатель (для защиты внутренней проводки или электродвигателей), то необходимо согласовывать уставку с током срабатывания теплового расцепителя. Для защиты сетей 0,4 кВ применяются предохранители, и согласование происходит с уставкой от перегрузок плавкой вставки.

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

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{с.з. пред}} + \Delta t,$$

где $t_{\text{с.з. пред}}$ — время срабатывания предыдущей защиты, которая установлена на стороне 0,4 кВ,

Δt — ступень селективности по времени $\Delta t = 0,3 \dots 0,5$ с, при низкой стабильности временных характеристик смежных защит ступень селективности должна быть увеличена.

Чувствительность МТЗ-2 проверяется по коэффициенту чувствительности защиты со стороны 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{кз}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (1.1.14)$$

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.

1.1.2.3 Третья ступень МТЗ

Третья ступень МТЗ используется в качестве токовой защиты от симметричных перегрузок, работающей на сигнал или срабатывание. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из выражения:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{отс.}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.}}, \quad (1.1.15)$$

где $I_{\text{ном}}$ – значение номинального тока трансформатора в сети 6,3 (10,5) кВ,

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата защиты,

$k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки.

Время срабатывания защиты от симметричных перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превышать время работы основных защит трансформатора. Как правило, выдержка времени защиты трансформаторов от симметричных перегрузок принимается равной 9 с.

1.1.3 Орган направления мощности

В микропроцессорном устройстве БЭМП РУ реализована направленная МТЗ, необходимость в применении которой возникает в сетях с двусторонним питанием. Защита в таких сетях должна не только реагировать на появление тока КЗ, но и учитывать направление мощности КЗ в защищаемой линии (или, иначе говоря, фазу тока в линии относительно напряжения на шинах) для обеспечения селективности.

Орган направления мощности может быть введен в работу уставкой «Напр. МТЗ» отдельно для первой и второй ступени МТЗ (МТЗ-1, МТЗ-2).

Расчет токов срабатывания направленной МТЗ аналогичен ненаправленной, но при определении максимального рабочего тока можно учитывать только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию.

Применение реле направления мощности (РНМ) повышает чувствительность защиты при КЗ в зоне срабатывания (защищаемой зоне).

Для выполнения направленности могут использоваться разрешающее (РНМ-Р) или блокирующее (РНМ-Б) реле направления мощности.

В случае работы от разрешающего РНМ МТЗ действует только при срабатывании РНМ. РНМ-Р срабатывает при КЗ в защищаемой МТЗ зоне.

При работе от блокирующего РНМ МТЗ может сработать только при отсутствии срабатывания РНМ-Б. РНМ-Б срабатывает при КЗ вне защищаемой МТЗ зоны.

Для разрешающего реле (РНМ-Р) угол максимальной чувствительности ($\varphi_{мч}$) выбирается из ряда $15^\circ \dots 90^\circ$, для блокирующего (РНМ-Б) – из ряда $-90^\circ \dots -165^\circ$ и откладывается от линейного напряжения, на которое включено реле. За положительное направление принято вращение против часовой стрелки.

Реле выполнены двухфазными, включенными на токи и напряжения I_A и U_{BC} , и I_C и U_{AB} соответственно (90-градусная схема включения) [10]. Выбор используемого реле направления мощности определяется фазой, ток в которой максимален. Если токи одинаковые, то расчет ведется по току I_A .

Далее приводятся векторные диаграммы напряжений и токов и определение зоны срабатывания РНМ для разных типов повреждений (рисунки 4 и 5). Защищаемая зона для рассмотренных векторных диаграмм является участок БВ, устройство БЭМП РУ установлено на подстанции Б (рисунок 2,3,4,5).

Положение «Разреш» для уставки РНМ свидетельствует о применении РНМ-Р и разрешении срабатывания МТЗ при КЗ в точке К1 и отсутствии разрешения срабатывания МТЗ при КЗ в точке К2 (рисунок 2). Разрешающее РНМ выводит из работы МТЗ, если мощность направлена в противоположную сторону, либо уровень напряжения недостаточен для срабатывания РНМ.

Положение «Блок» для уставки РНМ свидетельствует о применении РНМ-Б и блокировании срабатывания МТЗ при КЗ в точке К2 и отсутствии блокирования срабатывания МТЗ при КЗ в точке К1 (рисунок 3). Блокирующее РНМ не влияет на работу МТЗ при неисправностях в цепях напряжения и низком уровне напряжения.

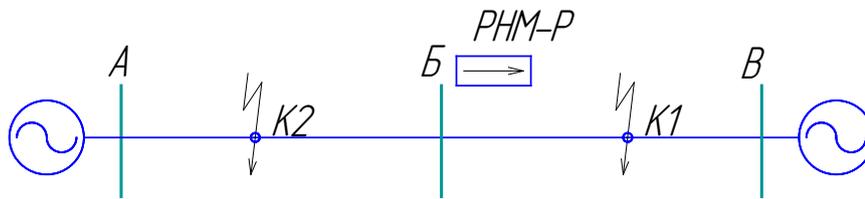


Рисунок 2 – Зона срабатывания РНМ-Р (участок БВ)

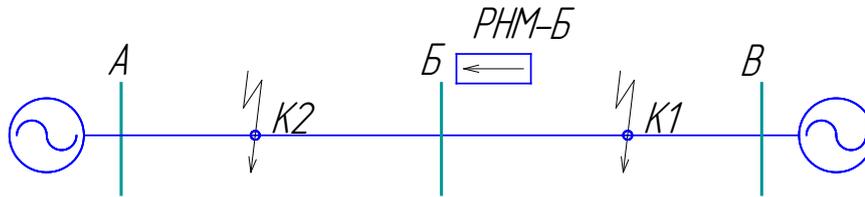


Рисунок 3 – Зона срабатывания РНМ-Б (участок АВ)

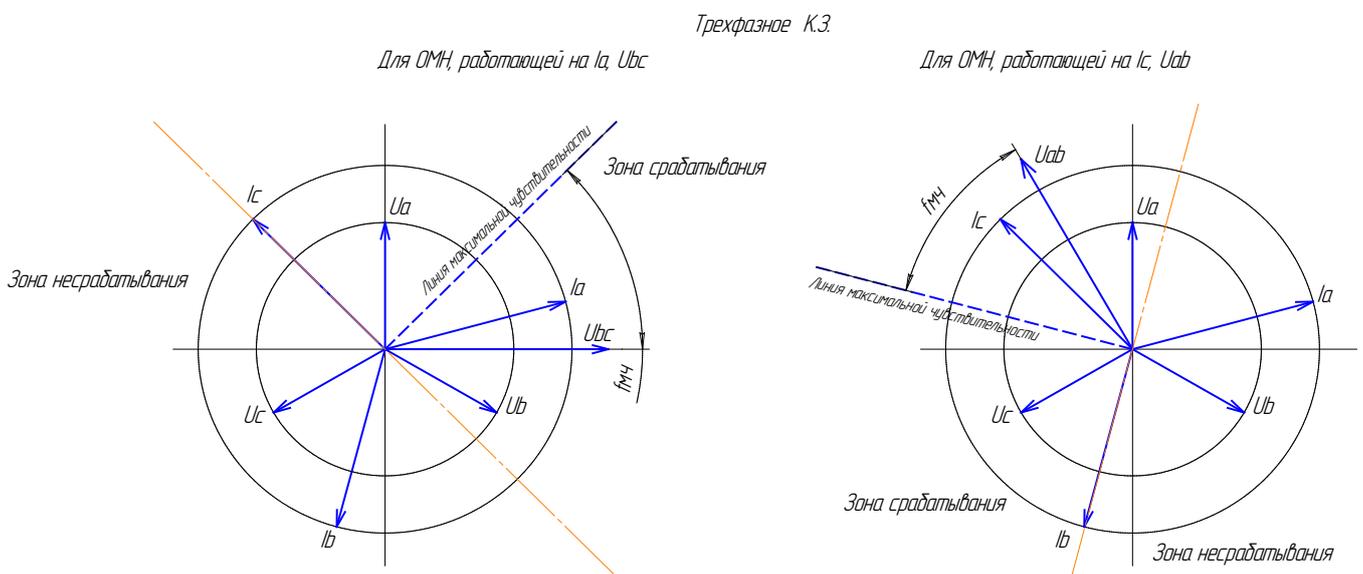


Рисунок 4 – Зоны срабатывания РНМ-Р при $\varphi_{мч}$ РНМ-Р равен 45°

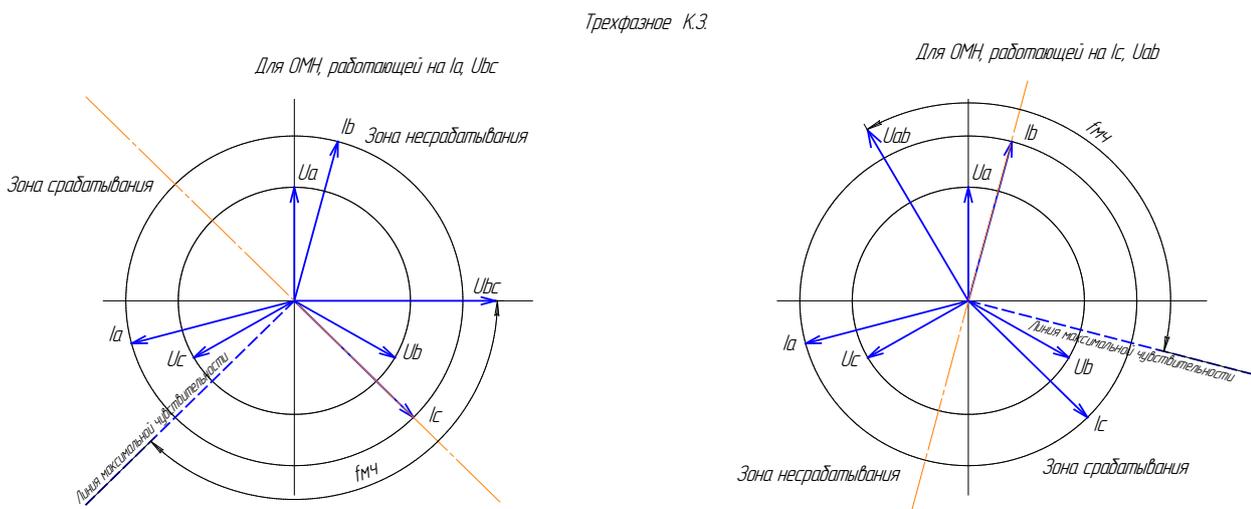


Рисунок 5 - Зоны срабатывания РНМ-Б при $\varphi_{мч}$ РНМ-Б равен -135°

1.1.4 Пуск по напряжению

Короткие замыкания характеризуются снижением напряжения, чем ближе к точке КЗ и дальше от источника электроэнергии, тем снижение напряжения более явное.

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

При использовании пуска по напряжению ток срабатывания защиты второй ступени МТЗ рассчитывается по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{K_{отс}}{K_{в}} I_{р.ном.}, \quad (1.1.16)$$

где $I_{р.ном.}$ - ток нагрузки в нормальном режиме;

$K_{отс} = 1.2-1.4$ коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0.95$ коэффициент возврата.

Пуск по напряжению отстраивается от минимального рабочего напряжения для исключения ложного срабатывания. [2]

Напряжение срабатывания защиты:

$$U_{с.з.} = U_{р.мин} / (K_{отс} \cdot K_{в}), \quad (1.1.17)$$

где $U_{р.мин}$ – минимальное рабочее напряжение, которое зависит от типа нагрузки. Двигательная нагрузка очень чувствительна к снижениям напряжения и не допускает снижение более 5% от номинального напряжения $U_{р.мин} = 0,95 U_{ном}$

$K_{отс} = 1.1-1.3$ – коэффициент надежной отстройки;

$K_{в} = 1.05$ – коэффициент возврата.

Несимметричное короткое замыкание в сети характеризуется снижением рабочего напряжения и возрастанием напряжения обратной последовательности на этот случай в БЭМП РУ предусмотрен комбинированный пуск защиты.

$$U_2 = (U_A + U_B \angle -120^\circ + U_C \angle 120^\circ) / 3 \quad (1.1.18)$$

Коэффициент чувствительности защиты определяется по формуле:

$$K_{ч} = U_{с.з.} / U_{к.мах}, \quad (1.1.19)$$

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

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

- защита должна действовать при КЗ на смежном участке и иметь коэффициент чувствительности порядка 1,2. [11]

1.2 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от ОЗЗ в устройствах БЭМП РУ-ОЛ, ЭД выполнена двухступенчатой, реагирующей на ток основной гармоники (с возможностью выполнения защиты направленной), или токи высших гармоник (только ненаправленной). Защита по

основной гармонике тока может действовать как на отключение, так и только на сигнализацию, действие защиты по высшим гармоникам рекомендуется осуществлять только на сигнализацию.

Первая ступень ЗОЗЗ имеет независимую выдержку времени срабатывания, вторая ступень используется с зависимой времятоковой характеристикой срабатывания, а именно обратнoзависимой выдержкой времени RXIDG-типа.

Для действия защиты необходимо подключение к устройству БЭМП РУ-ОЛ, ЭД трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗ, ТЗЛМ, ТЗРЛ и другие.

При прохождении токов по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТТНП (трансформатором нулевой последовательности), в реле защиты появляется ток, от которого защита может подействовать не правильно. Опыт эксплуатации показывает, что через оболочку кабеля (стальную броню и свинец) могут проходить токи, замыкающиеся через землю. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля, работе сварочных аппаратов и в других подобных случаях.

Для исключения этого необходимо компенсировать влияние токов, которые могут проходить по свинцовой оболочке и броне кабеля. С этой целью броня и оболочка кабеля на участке от его воронки до ТТНП изолируются от земли. Заземляющий провод присоединяется к воронке кабеля и пропускается через окно ТТНП. При таком исполнении ток, проходящий по броне кабеля, возвращается по заземляющему проводу. Поэтому магнитные потоки в магнитопроводе ТТНП от токов в броне и проводе взаимно компенсируются. Магнитопровод ТТНП должен быть так же надежно изолирован от брони кабеля. (Рисунок 6)

Металлические части оболочки, броня кабеля заземляются на вводе в кабельное сооружение, т.е. присоединяются к заземляющему устройству подстанции. [1] ПУЭ 4.2.141

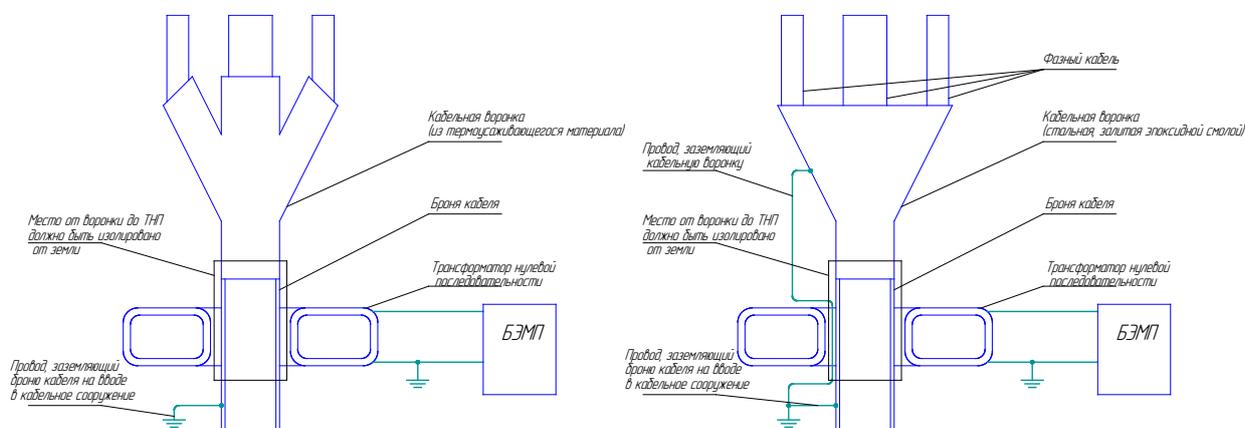


Рисунок 6 – Установка ТТНП

В сетях с воздушными ЛЭП без кабельных вставок с ТТНП, или без специальных ТТНП типа ТЗЛВ, ТЗЛМ-600 и т.п., селективные токовые защиты от ОЗЗ на устройствах БЭМП РУ-ОЛ, ЭД использовать невозможно, они должны быть выведены соответствующими уставками. В данном случае возможно применение только неселективных защит реагирующих на напряжение нулевой последовательности реализованных в устройствах БЭМП РУ-ВВ и БЭМП РУ-ТН.

Для кабельных линий и воздушных линий с кабельными вставками в зависимости от типа заземления нейтрали сети должна использоваться соответствующая защита.

Для сетей с изолированной нейтралью или нейтралью заземленной через высокоомный резистор применяется направленная или ненаправленная защита по основной гармонике.

Для сетей с нейтралью заземленной через ДГР применяется защита, реагирующая на высшие гармоники.

Для сетей с низкоомным сопротивлением нейтрали наиболее целесообразным является использование направленной или ненаправленной защиты по основной гармонике.

Как показывает опыт, в компенсированных сетях и сетях с малыми емкостными токами замыкания на землю могут оставаться довольно длительное время (до 2 ч), не вызывая развития повреждения и не нарушая работы потребителей. [9]

Особые требования предъявляются к защите от замыканий на землю в сетях, питающих электродвигатели торфоразработок и передвижных установок. Эти защиты должны отличаться особенно высокой чувствительностью, так как емкостные токи обычно имеют величину около 0,5-1 А.

1.2.1 Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике в сетях с изолированной нейтралью

Защита применяется преимущественно в сетях с большим количеством однотипных присоединений, близких между собой по характеристикам [5]. Для линий это ее длина, тип проводников и т.п.

Ненаправленная защита от ОЗЗ по основной гармонике реализована в типоразмерах ОЛ, ЭД, ЛТ, ТТ устройства БЭМП РУ.

Защита реагирует на суммарный емкостный ток сети, протекаемый через поврежденный элемент.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирическим формулам:

$$\text{для кабельных сетей } I_{\text{сз}} \approx \frac{U \cdot L_{\Sigma}}{10}, \text{ для воздушных сетей } I_{\text{сз}} \approx \frac{U \cdot L_{\Sigma}}{350},$$

где U_n - номинальное напряжение сети (6 или 10 кВ),

L_{Σ} - суммарная длина линий (км).

Для более точной оценки значения емкостного тока кабельной линии можно использовать таблицы 1, где приведены удельные значения емкостных токов в амперах на единицу длины линии – километр [7].

Таблица 1 - Удельные значения емкостных токов в кабельных сетях (А/км)

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока I _с , А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Ток срабатывания защиты $I_{0с.з.}$ выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, кроме того, для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания $t_{с.з.}$. Первичный ток срабатывания выбирается из двух условий:

1) отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения I_{Ci} при дуговых перемежающихся ОЗЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{омс} K_{бр} I_C, \quad (1.2.1)$$

где $K_{омс} = 1,2 \dots 1,3$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{Ci} и запас;

$K_{бр} = 1,5 \dots 2,5$ коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения I_C при дуговых перемежающихся ОЗЗ;

2) отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{0с.з.} \geq K_{омс} I_{нб.макс}, \quad (1.2.2)$$

где $K_{омс} = 1,25$ для трехтрансформаторных ФТНП и $1,5 \dots 2$ (с учетом приближенного характера определения $I_{нб.макс}$) для кабельных ТТНП;

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

1.2.2 Ненаправленная сигнализация ОЗЗ по ВГ в сетях с нейтралью заземленной через ДГР.

Сигнализация ОЗЗ по ВГ предназначена для применения в сетях с нейтралью, заземленной через ДГР, где применение защит по основной гармонике невозможно, т.к. не обеспечивается необходимая чувствительность.

Ненаправленная сигнализация от ОЗЗ по высшим гармоникам реализована в типоразмерах ОЛ, ЭД, ЛТ, ТТ устройства БЭМП РУ.

Сигнализация ОЗЗ по ВГ реагирует на действующее значение суммы 3-ей, 5-ой, 7-ой и 9-ой гармоник в токе $3I_0$ защищаемого присоединения. При ОЗЗ высшие гармоники тока $3I_0$ в месте повреждения распределяются между неповрежденными присоединениями пропорционально емкостям их фаз на землю (т.е. собственным

емкостным токам присоединений I_{Ci}), а ток высших гармоник в поврежденном присоединении равен сумме токов высших гармоник в неповрежденных присоединениях, т.е. пропорционален $(I_{C\Sigma} - I_{Cповр.})$. Поэтому для обеспечения несрабатывания сигнализации при внешних ОЗЗ (на соседних присоединениях) первичный ток срабатывания должен выбираться по условию отстройки от высших гармонических составляющих в токе $3I_0$ защищаемого присоединения:

$$I_{0с.з.} \geq k_{омс} \cdot \alpha_{max} \cdot I_C, \quad (1.2.3)$$

где $k_{омс} = 2...3$ - коэффициент отстройки;

I_C - собственный ток нулевой последовательности присоединения при ОЗЗ в сети (на соседних присоединениях);

α_{max} - коэффициент, определяющий максимальное содержание высших гармоник рабочего диапазона частот в токе ОЗЗ.

Содержание высших гармоник в токе ОЗЗ в зависимости от особенностей электрической сети (количества и характера источников высших гармоник, режимов их работы, режимов работы сети и др.), как показывают исследования различных авторов, может изменяться в широких пределах — от единиц процентов до примерно 50 % ($\alpha_{max} \approx 0,01...0,5$). Учитывая, что данный коэффициент имеет широкий диапазон и не всегда известен, уставку срабатывания защиты необходимо определять приближенно по значению суммарного емкостного тока сети, впоследствии уставку по току срабатывания необходимо откорректировать по результатам правильной или ложной работы сигнализации на отходящих присоединениях.

При этом следует учитывать, что сигнализация ОЗЗ по ВГ может срабатывать не селективно, поэтому необходимо использовать относительный замер по измеренным в БЭМП РУ на отходящих присоединениях значениям тока $3I_{0ВГ}$. Для относительного замера необходимо считать показания измерений токов ВГ тока нулевой последовательности всех устройств защиты присоединений поврежденной секции. Присоединение с наибольшим током $3I_0$ можно с большой вероятностью характеризовать как поврежденное. Считывание показаний токов НП осуществляется с дисплея терминала или по АСУ ТП.

1.2.3 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.

Направленная защита от ОЗЗ по основной гармонике реализована в типопрообразных ОЛ, ЭД устройства БЭМП РУ при условии подключения цепей напряжения к измерительным входам.

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 $I_{0с.з.}$ определяется из условия обеспечения требуемой чувствительности:

$$I_{0с.з.расч} \leq \frac{I_{с\sum} - I_{с.повр.}}{K_{ч.мин\ доп}}, \quad (1.2.4)$$

где $K_{ч.мин\ доп} \geq 2$ - минимальный коэффициент чувствительности;

$I_{с\sum}$ - емкостный ток сети;

$I_{с.повр.}$ - емкостной ток поврежденной линии.

Функция направленной защиты от замыканий на землю в устройствах серии БЭМП РУ не применяется для сетей с компенсированной нейтралью. Для сетей с компенсированной нейтралью применяется только функция сигнализации от замыканий на землю по высшим гармоническим составляющим тока $3I_{0ВГ}$ с действием на предупредительную сигнализацию (см.п.1.2.2).

1.2.4 Неселективная защита, реагирующая на напряжение нулевой последовательности (Пуск по напряжению нулевой последовательности)

Для устройства БЭМП РУ-ВВ, ТН применяется неселективная защита, реагирующая на напряжение нулевой последовательности, действующая на сигнал. В устройстве БЭМП РУ-ОЛ, ЭД возможен пуск по напряжению нулевой последовательности при необходимости обеспечения чувствительности ЗОЗЗ.

При выполнении защит без выдержки времени (например, с целью фиксации кратковременных самоустраниющихся 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 и при необходимости дополнительно выбором выдержки времени. В общем случае напряжение срабатывания должно выбираться из двух условий: [5]

- отстройки от максимального напряжения небаланса $U_{0нб.маx}$, обусловленного несимметрией нагрузки и других элементов ТН и несимметрией емкостей фаз сети на землю (защита на линии и двигателе):

$$U_{0с.з.} \geq k_{отс} U_{0нб.маx}, \quad (1.2.5)$$

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

- отстройки от максимального напряжения $U_{0н(с).маx}$, появляющегося в сети низшего (среднего) напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего (среднего) напряжения (защита на вводном выключателе):

$$U_{0с.з.} \geq k_{отс} U_{0н(с).маx}, \quad (1.2.6)$$

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

Расчетное напряжение небаланса можно определить как сумму двух составляющих

$$U_{0нб.маx} = |\Delta U_{0нб.маx}| + |U_{Nмаx}|, \quad (1.2.7)$$

где $\Delta U_{0нб.маx}$ - составляющая напряжения небаланса, обусловленная погрешностями; $U_{Nмаx}$ - смещение нейтрали сети, обусловленное несимметрией емкостей фаз сети на землю.

В зависимости от схемы подключения цепей напряжения к измерительным входам устройства БЭМП РУ для осуществления пуска по напряжению $3U_0$ используется:

- измеренное действующее значение напряжения нулевой последовательности ($3U_{0ТН}$) (при схеме подключения цепей напряжения $U_{AB}, U_{BC}, 3U_0$), или

- вычисленное расчетным путем напряжение $3U_{0ТН}$ (при схеме подключения цепей напряжения на фазные напряжения U_A, U_B, U_C) по формуле:

$$3\dot{U}_{0ТН} = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C}{\sqrt{3}} \text{ для учета коэффициента трансформации дополнительной}$$

обмотки ТН (разомкнутый треугольник).

Для БЭМП РУ номинальное напряжение ТН нулевой последовательности равно $U_{0ном} = 100$ В. Измеренное напряжение $U_{изм}$ может варьироваться от 0,5 до 130 В (220В в течении 10с).

Основная относительная погрешность измерения f_U , не более,

$\pm 0,03$ ($\pm 3\%$) при измерении напряжений от 0,5 до 10 В,

$\pm 0,015$ ($\pm 1,5\%$) при измерении напряжений от 10 до 130 В,

$$\Delta U_{0нб.маx} = U_{изм} \cdot f_U \cdot \frac{U_{ф.ном}}{100}, \quad (1.2.8)$$

Дополнительная погрешность измерения напряжений, а также дополнительная погрешность срабатывания по измеряемым напряжениям не превышает 3% при допустимом изменении температуры в рабочем диапазоне.

Для сети с изолированной нейтралью напряжение смещения нейтрали можно определить по выражению:

$$U_N \approx \alpha_{нес} \cdot U_{ф.ном}, \quad (1.2.9)$$

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

В кабельных сетях $\alpha_{нес}$ практически равно нулю, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно заземленной брони. В воздушных сетях емкости не равны даже при транспонировании проводов и для них $\alpha_{нес} \approx 0,005 \dots 0,02$.

Для компенсированных сетей смещение нейтрали

$$U_N \approx \frac{\alpha_{нес} \cdot U_{ф.ном}}{\sqrt{v^2 + d^2}}, \quad (1.2.10)$$

где $v = \frac{I_{с\Sigma} - I_L}{I_{с\Sigma}}$ - 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 $d \approx 0,05...0,07$. При резонансной настройке ДГР ($v = 0$) напряжение смещения нейтрали сети достигает максимального значения и равно:

$$U_N \approx \frac{\alpha_{\text{нес}} \cdot U_{\text{ф.ном}}}{d} \quad (1.2.11)$$

Далее рассмотрены два характерных случая воздействия КЗ на землю или ОЗЗ в сети высшего напряжения на сеть низшего напряжения. 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.

Напряжение U_{0H} для первого случая можно определить из упрощенной схемы замещения НП (нулевой последовательности).

При изолированной нейтрали сети равно

$$U_{0H} = \frac{k \cdot U_{0B} \cdot C_{T,0}}{C_{T,0} + C_{0\Sigma}}, \quad (1.2.12)$$

где U_{0B} - напряжение НП со стороны высшего напряжения при КЗ на землю или ОЗЗ;

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

$C_{T,0}$ - емкость между обмотками трансформатора.

Обычно $C_{T,0} \ll C_{0\Sigma}$, и U_{0H} не превосходит нескольких процентов $U_{\text{ф.ном}}$ стороны высшего напряжения.

При высокоомном заземлении нейтрали через резистор $R_N \ll \frac{1}{3\omega \cdot C_{0\Sigma}}$ и напряжение U_{0H} , определяемое выражением $U_{0H} = \frac{k \cdot U_{0B} \cdot C_{T,0}}{C_{0\Sigma} \cdot \sqrt{2}}$ будет меньше, чем в сети с изолированной нейтралью.

В сети с низкоомным заземлением нейтрали $R_N \ll \frac{1}{3\omega \cdot C_{0\Sigma}}$ и U_{0H} практически равно нулю.

При работе сети с компенсацией емкостных токов U_{0H} определяется из выражения:
$$U_{0H} = \frac{k \cdot U_{0B} \cdot C_{T,0}}{\sqrt{(C_{T,0} + vC_{0\Sigma})^2 + (dC_{0\Sigma})^2}} \approx \frac{k \cdot U_{0B} \cdot C_{T,0}}{C_{0\Sigma} \cdot \sqrt{v^2 + d^2}}.$$

Из вышесказанного видно, что максимальных значений напряжение U_{0H} достигает в сети с компенсацией емкостных токов при резонансной настройке ДГР и $k = 1$ (нейтраль трансформатора со стороны высшего напряжения изолирована) и равно $U_{0H, \text{max}} \approx \frac{U_{0B} \cdot C_{T,0}}{d \cdot C_{0\Sigma}}.$

Второй случай возможен при заземлении трансформатора с двух сторон. Практически это может иметь место, например, 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_{0c} в сети среднего напряжения при КЗ на землю в сети высшего напряжения является трансформация НП. Напряжение U_{0c} для этого случая можно определить из упрощенной схемы замещения НП. В схеме замещения все сопротивления и напряжения предполагаются приведенными к одному напряжению.

При заземлении нейтрали трансформатора со стороны среднего напряжения через резистор R_N сопротивление вторичного контура, состоящего из $Z_{T,C}$, $3R_N$ и $C_{0\Sigma}$, много больше, чем сопротивления обмоток трансформатора $Z_{T,B}$ и $Z_{T,H}$.

Поэтому напряжение U_{0c} можно определить из выражения $U_{0c} \approx \frac{U_{0B} \cdot |Z_{T,H}|}{|Z_{T,H} + Z_{T,B}|}$.

При резонансном заземлении нейтрали со стороны сети среднего напряжения ($\omega L_{ДГР} - \frac{1}{3\omega \cdot C_{0\Sigma}} = 0$) напряжение U_{0c} , как следует из выражения, может достигать значений, значительно превышающих $U_{ф.ном}$. Поэтому резонансное заземление нейтрали сети среднего напряжения на одном и том же трансформаторе недопустимо.

При выполнении устройства контроля изоляции с выдержкой времени на срабатывание (в этом случае не фиксируются кратковременные самоустраняющиеся пробои изоляции) при выборе $U_{0c.з.}$ 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 нейтралью отключаются защитой от данного вида повреждений. В этом случае время срабатывания устройства контроля изоляции должно быть согласовано с временем срабатывания резервных защит от КЗ на землю линий со стороны высшего напряжения:

$$t_{c.з.} \geq t_{c.з.рез.мах} + \Delta t, \quad (1.2.13)$$

где $\Delta t \approx 0,5$ с.

Чувствительность устройства контроля изоляции при ОЗЗ в контролируемой сети оценивается коэффициентом чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{U_{0\text{min}}}{U_{0c.з.}} \geq k_{\text{ч.мин.доп}}, \quad (1.2.14)$$

где $k_{\text{ч.мин.доп}}$ - минимально допустимое значение коэффициента чувствительности (принимается равным 1,25 для кабельных сетей и 1,5 для воздушных сетей).

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

$$t_{c.з.} \geq t_{c.з.оч} + \Delta t, \quad (1.2.15)$$

где $t_{c.з.оч} \approx 0,1$ с; $\Delta t \approx 0,5$ с.

1.2.5 Зависимая время-токовая характеристика 3ОЗ3

Защита 3ОЗ3-2 предназначена для использования на подстанциях с шинкой блокировки защит от ОЗЗ. В зависимости от уставки «3ОЗ3-2» защита может действовать по току основной гармоники или токам высших гармоник и применяться соответственно в сетях с изолированной нейтралью или заземленной через ДГР.

Вторая ступень 3ОЗ3 реализована в устройствах БЭМП РУ-ОЛ, БЭМП РУ-ЭД и имеет зависимую время-токовую характеристику RXIDG-типа.

Принцип действия защиты основан на том, что при ОЗЗ ток нулевой последовательности $3I_0$ протекает через все присоединения, как через поврежденное, так и не поврежденные. Защита от ОЗЗ при этом запускается на нескольких присоединениях. Однако ток, протекаемый в поврежденном присоединении является максимальным, в связи с этим защита от ОЗЗ на поврежденном присоединении сработает раньше и своим сигналом срабатывания сформирует шинку блокировки 3ОЗ3, чем предотвратит срабатывание защит на неповрежденных присоединениях.

На рисунке 13 приведен вид характеристики RXIDG-типа, время срабатывания которой определяется по формуле:

$$t = 5,8 - 1,35 \cdot \ln \frac{I_{ex}}{k \cdot I_{yсм}}, \quad (1.2.16)$$

где t – время срабатывания, с;
 I_{ex} – входной ток;
 $I_{yсм}$ – ток уставки;
 k – коэффициент времени.

Чем больше максимально возможное отношение $I_{ex} / I_{yсм}$, тем больше должен быть коэффициент времени. Чем больше коэффициент времени, тем больше выдержка времени на срабатывание 3ОЗ3 на поврежденной линии.

Ток уставки равен току минимального однофазного замыкания на подстанции, который получен при испытаниях на ОЗЗ или рассчитан по методике с малой погрешностью (обычно это ток на самом длинном фидере).

Расчет минимального тока однофазного замыкания зависит от многих параметров сети и подробнее с методикой расчета можно ознакомиться в соответствующей литературе. [2], [3], [5]

При выборе тока уставки $I_{yсм}$ и коэффициента времени k следует помнить, что уставки, соответствующие выбранной кривой, должны быть выставлены на всех устройствах БЭМП РУ одной секции (или подстанции).

Ввиду того, что рассчитанный ток минимального однофазного замыкания может иметь погрешность, которая повлияет на чувствительность защиты, рекомендуется использовать вторую ступень 3ОЗ3 для сигнализации ОЗЗ, а в последствии при неоднократном подтверждении правильного выбора уставки перевести защиту с помощью уставки «3ОЗ3-2 на откл» на отключение выключателя.

Уставки второй ступени 3ОЗ3 необходимо корректировать в процессе эксплуатации устройства при выявлении несоответствия в срабатывании. Выявить несоответствие можно относительным замером по измеренным в БЭМП РУ на отходящих присоединениях значениям тока $3I_0$. Для относительного замера необходимо считать показания измерений тока нулевой последовательности всех устройств защиты присоединений поврежденной секции. Присоединение с наибольшим током $3I_0$ можно с большой вероятностью характеризовать как

поврежденное. Считывание показаний токов НП осуществляется с дисплея терминала или по АСУ ТП.

Так же схема групповой ЗОЗЗ может быть реализована совместно с устройствами УСЗ 2/2 или УСЗ 3.

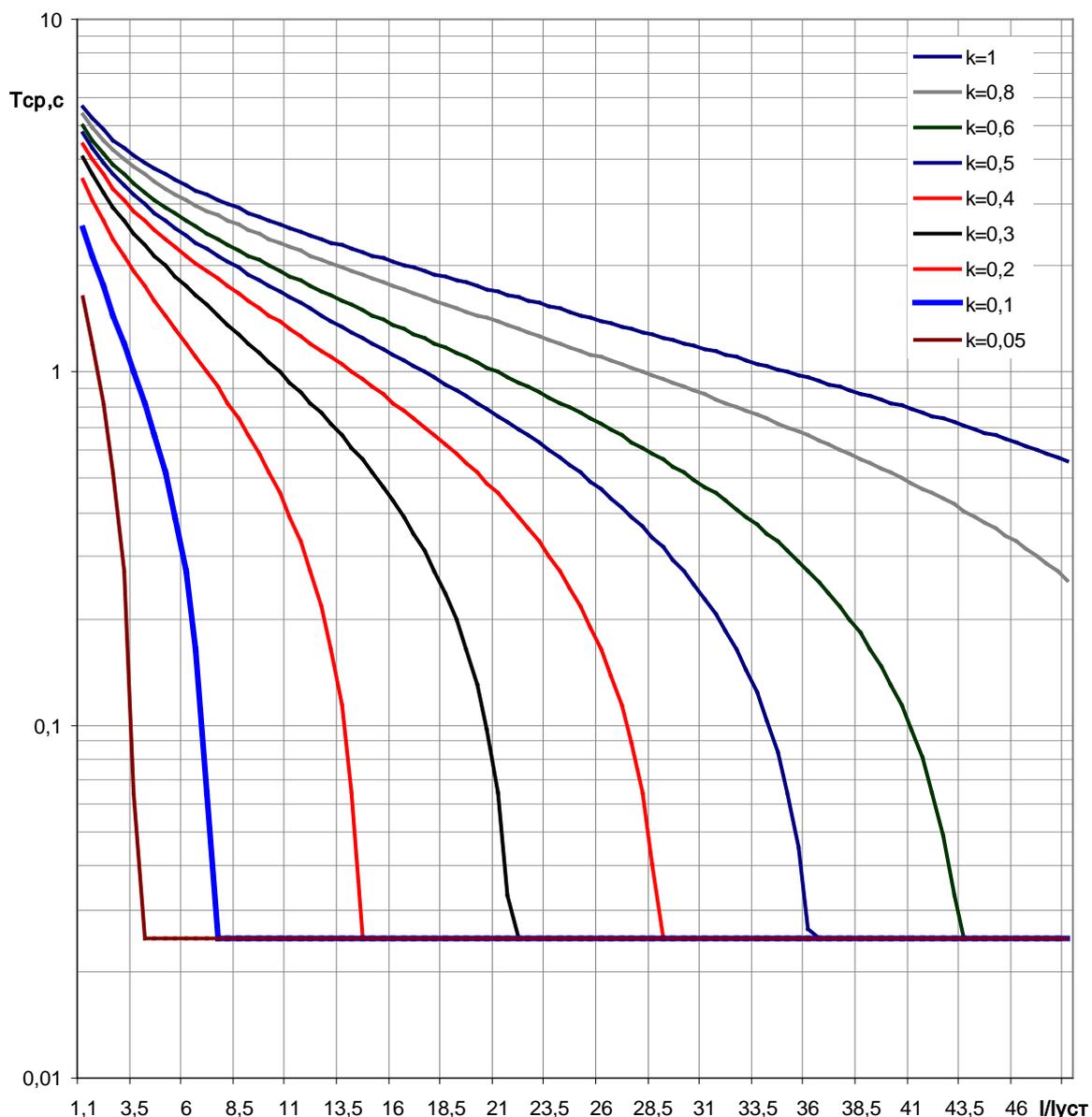


Рисунок 7 –Характеристика RXIDG-типа защиты (сигнализации) от ОЗЗ

1.3 Логическая защита шин

Логическая защита реализуется с помощью устройств БЭМП РУ вводного выключателя, секционного выключателя и БЭМП РУ 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» защит присоединений.

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 0,1с.

1.4 Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения используется в устройствах БЭМП РУ-ВВ, БЭМП РУ-ТН, БЭМП РУ-ЭД. Назначение ЗМН различно в зависимости от типа устройства БЭМП РУ.

1.4.1 ЗМН вводного выключателя (Пуск АВР)

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

Напряжение срабатывания принимается равным $0,25...0,35 U_{ном}$. 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.

1.4.2 ЗМН устройств защиты двигателя и трансформатора напряжения

В общем случае защита реализуется БЭМП РУ-ТН, защита выполняется двухступенчатой, групповой с организацией шинок ЗМН. В определенных случаях защита выполняется индивидуальной на устройствах БЭМП РУ-ЭД.

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

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

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

$$t'_{с.з} = 0,5...1,5с.$$

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

Напряжение срабатывания второй ступени не превышает

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

$$t_{с.з.}'' = 10...15с.$$

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

1.5 Защита от повышения напряжения

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.

Защита от повышения напряжения используется в устройствах БЭМП РУ-ТН, БЭМП РУ-ЭД, БЭМП РУ-БК.

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 $U_{с.з.} = 1,1...1,2U_{ном}$.

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

$$t_{с.з.} = t_{АРП} + t_{привода} + \Delta t, \quad (1.5.1)$$

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

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

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

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 $U_{в} = 1...1,05U_{ном}$.

2 Выбор уставок функций автоматики

2.1 Автоматическое повторное включение

2.1.1 Однократное АПВ линий с односторонним питанием

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

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

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.прив.} + t_{зап.}, \quad (2.1.1)$$

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

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

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

$$t_{АПВ-1} = t_{д.} + t_{зап.}, \quad (2.1.2)$$

где $t_{д.}$ - время деионизации, составляющее от 0,1 до 0,3 с;

$t_{зап.}$ - время запаса, учитывающее непостоянство $t_{д.}$, которое принимается в диапазоне 0,3...0,5 с.

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

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

$$t_{гот.АПВ-1} = t_{защ.} + t_{откл.} + t_{зап.}, \quad (2.1.3)$$

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

$t_{откл.}$ - время отключения выключателя;

$t_{зап.}$ - время запаса, которое принимается равным от 0,3 до 0,5 с.

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

2.1.2 Двукратное АПВ линий с односторонним питанием

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

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

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

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

2.2 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва осуществляется совместной работой устройств БЭМП РУ защиты вводных и секционного выключателей (рисунок 8). При исчезновении питания на шинах одной из секции питание на обесточенную секцию при АВР осуществляется через секционный выключатель.

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

Выбор уставок ЗМН, определяющей отсутствие напряжение на секции описан в пункте 1.4.1.

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

Выдержка времени срабатывания АВР может быть принята минимальной (так как отстройка по времени при снижении напряжения вследствие КЗ реализована в ЗМН), а именно от 0,5 - 2с. [9]

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

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

2.3 Восстановление нормального режима

Основной областью применения восстановления нормального режима являются подстанции без обслуживающего персонала. Функция восстановления

нормального режима позволяет восстановить исходную схему электроснабжения потребителя в автоматическом режиме.

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

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: $T_{гот,ВНР} = 30 \dots 60 \text{ с}$.

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.

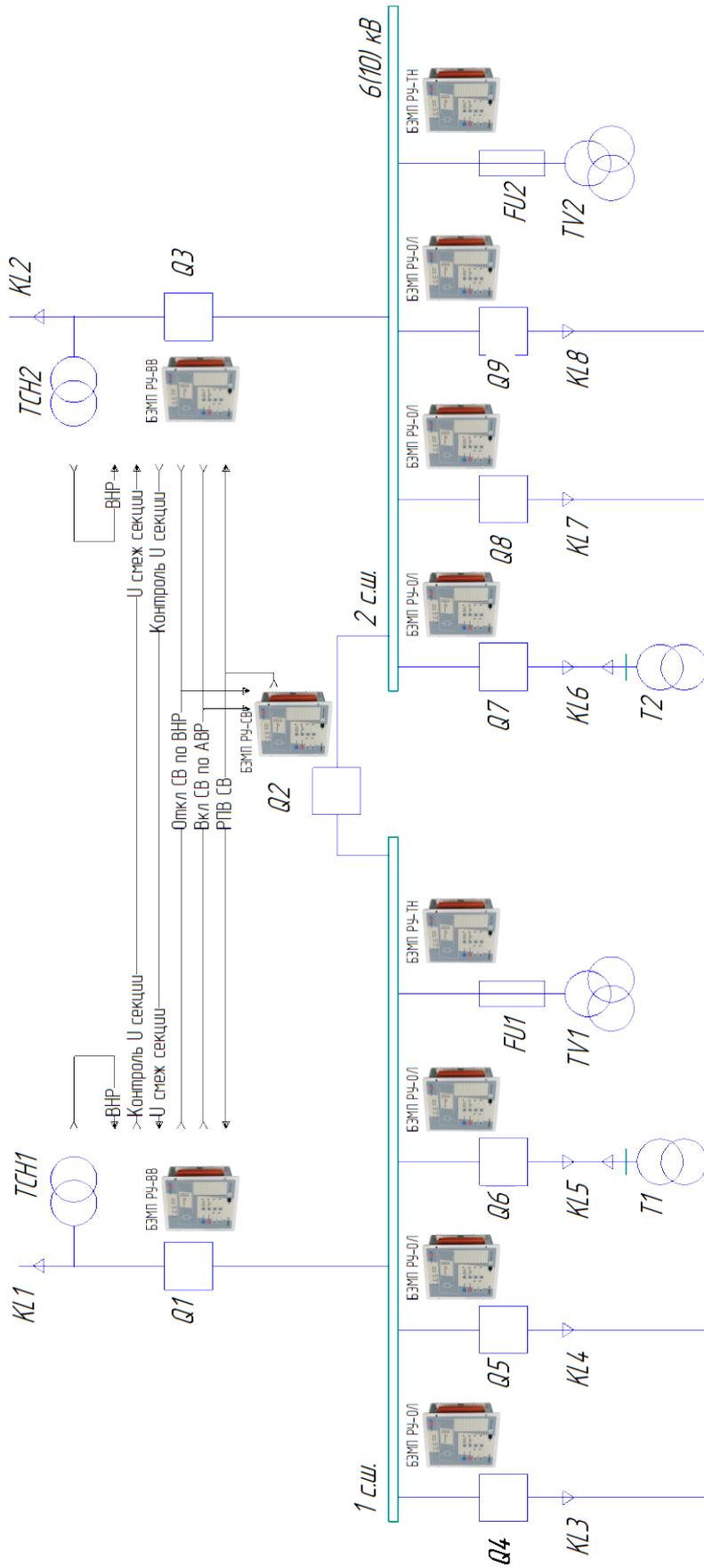


Рисунок 8 – Пояснение к работе AVR и ВНР

2.4 Устройство резервирования отказов выключателя

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

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

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

Отключенное состояние выключателя характеризуется пропаданием тока, в отказавшем выключателе ток остается, для БЭМП РУ таким порогом срабатывания является уставка $0.04I_{НОМ}$ (0.2 А для БЭМП с ТТ $I_{НОМ}=5А$, и 0,04А для БЭМП с ТТ $I_{НОМ}=1А$), при превышении которой происходит подача сигнала на срабатывание УРОВ.

Время действия УРОВ должно быть больше времени действия защиты на отключение. [9]

$$t_{УРОВ} = t_{откл.выкл.} + t_{запас}, \quad (2.4.1)$$

где $t_{откл.выкл.}$ – время отключения выключателя;

$t_{запас} = 0,1 \dots 0,2$ с – запас по времени, в него входят и время возврата реле времени и отстройка по времени срабатывания реле времени.

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

Список использованной литературы

1. Правила устройства электроустановок. – Все действующие разделы шестого и седьмого издания по состоянию 15.04.09 - М.: Кнорус, 2009. – 488 с
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
4. Дьяков А. Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 199 с.
5. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ Энергопрогресс, 2001 – 104 с.
6. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. – 4-е изд., перераб. и доп. – СПб.: ПЭИПК, 2003. – 350 с.
8. А Андреев Релейная защита и автоматика систем электроснабжения, М.: «Высшая школа», 1991
9. А.Б. Барзам Системная автоматика, М.: Энергоатомиздат, 1989
10. В.М.Елфимов Реле направления мощности. М.-Л.: Энергия, 1966
11. М.А. Беркович, В.В. Молчанов, В.А. Семенов Основы техники релейной защиты. М.: Энергоатомиздат 1984