

СОГЛАСОВАНО:
Генеральный директор
ООО «НИИЭФА-ЭНЕРГО»

_____ А.В. Мизинцев

« _____ » _____ 2009 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ЦЭ ОАО «РЖД»

_____ В.В. Хананов

« _____ » _____ 2009 г.

И Н С Т Р У К Ц И Я
по выбору
уставок защит терминала ЦЗАФ-3,3

(дополнение к части 1-ой
«Руководящих материалов по релейной защите
систем тягового электроснабжения»,
ЦЭ ОАО «РЖД», 2005 г).

Москва 2009 г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ДВУНАПРАВЛЕННАЯ МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА (МТЗ)	7
1.1. Выбор уставок МТЗ по току $I_{у.пр.}$ и $I_{у.обр.}$ и времени $\Delta t_{обр}$	7
2. НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ПО ПРИРАЩЕНИЮ ТОКА (ЗПТ).....	12
2.1. Основные отличия ЗПТ в выключателях и в терминале.	12
2.2. Недостатки ЗПТ в составе МИЗ	14
2.3. Принцип измерения приращения тока и защитные характеристики ЗПТ в терминале ЦЗАФ-3,3.....	15
2.4. Выбор уставки по приращению тока $\Delta I_{у0}$	17
2.5. Выбор времени $T_{и}$ измерения приращения тока.....	19
2.6. Выбор коэффициента адаптации K_a тока уставки ЗПТ терминала к току фидера I_0 в момент t_0 начала измерения приращения.	20
2.7. Выбор $T_{в}$ – выдержки времени на отключение выключателя при срабатывании ЗПТ терминала.	21
3. НАПРАВЛЕННАЯ ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА (ДЗ) (ЗАЩИТА ПО МИНИМАЛЬНОМУ СОПРОТИВЛЕНИЮ).....	22
3.1. Выбор уставок ДЗ по минимальному сопротивлению $R_{уст}$	23
3.2. Выбор уставок ДЗ по выдержке времени на отключение $\Delta t_{дз}$	23
4. НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ПО КРИТИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ НАРАСТАНИЯ ТОКА (ЗСНТ).....	23
4.1. Определение уставки по критической скорости нарастания тока $\left(\frac{di}{dt}\right)_{уст}$	25
5. ЗАЩИТА ПО МИНИМАЛЬНОМУ НАПРЯЖЕНИЮ (ЗМН).....	27
5.1. Выбор уставки ЗМН по минимальному напряжению $U_{уст}$	28
5.2. Выбор уставок ЗМН по выдержке времени на отключение $\Delta t_{змн}$	31
6. ЗАЩИТА ПО ПОВЫШЕННОМУ НАПРЯЖЕНИЮ (ЗПН).....	31
7. КВАЗИТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА (КВТЗ)	31
7.1. Теоретические сведения по построению квазитепловой защиты проводов контактной подвески.....	31
7.2. Выбор уставок квазитепловой защиты.	38
8. ПРИМЕР ВЫБОРА УСТАВОК ЗАЩИТ ТЕРМИНАЛА ЦЗАФ-3,3 ДЛЯ КОНКРЕТНОГО УЧАСТКА Ж.Д.	40
8.1. Выбор уставок двунаправленной максимальной токовой защиты (МТЗ)	40
8.2. Выбор уставок направленной защиты по приращению тока (ЗПТ)	43
8.3. Выбор уставок направленной дистанционной защиты (ДЗ) (защиты по минимальному сопротивлению).	45
8.4. Выбор уставок направленной защиты по критической скорости нарастания тока (ЗСНТ)	46
8.5. Выбор уставок защиты по минимальному напряжению (ЗМН)	47

8.6. Выбор уставок квазитепловой защиты (КВТЗ)	48
9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАЩИТ ТЕРМИНАЛА НА СУЩЕСТВУЮЩИХ И МОДЕРНИЗИРУЕМЫХ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ И ПОСТАХ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С НАПРАВЛЕННЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ТИПА АБ-2/4, ВАБ-43, А ТАКЖЕ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ РДШ ВСЕХ МОДИФИКАЦИЙ.	49
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	51

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АПВ	- автоматическое повторное включение;
БАОД	- быстродействующий автомат (выключатель) обратного действия;
БВ	- быстродействующий выключатель;
В	- выключатель на первичной стороне преобразовательного агрегата;
ВКПТ	- внутренний контур заземления постоянного тока;
ДМ	- диодный мост (выпрямитель преобразовательного агрегата);
ДЗ	- направленная дистанционная защита (защита по минимальному сопротивлению);
ЗМН	- защита по минимальному напряжению;
ЗПН	- защита по повышенному напряжению;
ЗПТ	- направленная защита по приращению тока;
ЗСНТ	- направленная защита по критической скорости нарастания тока;
ИП	- искровой промежуток;
ИТ	- интеллектуальный терминал;
К	- место короткого замыкания;
КВТЗ	- квазитепловая защита;
КЗ	- короткозамыкатель;
КЗП	- контур заземления тяговой подстанции;
КС 1, ... , КС 4	- контактная сеть первого, ... , четвертого путей;
МИЗ	- максимально-импульсная защита;
МТЗ	- двунаправленная максимальная токовая защита;
ПА	- преобразовательный агрегат;
ПС	- пост секционирования;
Р	- разъединитель контактной сети;
РДШ	- реле дифференциальный шунт (защитное реле);
РЗ	- реле заземления;
Р I–II	- рельсы двухпутного участка ж.д;
РСУ	- реактор сглаживающего устройства;
РФ	- рельсовый фидер (отсос);
ТП	- тяговая подстанция;
Ф	- фидер контактной сети;
ЭПС	- электроподвижной состав (электровозы и моторные вагоны электричек).

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая Инструкция излагает порядок выбора уставок релейных защит терминала ЦЗАФ-3,3, многих из которых до появления указанного терминала в природе не существовало (например, двунаправленная максимальная токовая защита МТЗ, защита по скорости нарастания тока ЗСНТ), другие же, хотя и имеют схожие названия, однако реализуют совершенно разные принципы действия и алгоритмы (например, направленная защита по приращению тока ЗПТ) и т.п. В силу сказанного естественно не существовало и описаний методик выбора уставок этих защит. Поэтому в настоящей Инструкции принят следующий порядок изложения материала: вначале, в разделах 1-7, даются подробные описания назначения и возможностей каждой защиты, после чего уже излагается порядок выбора её уставок. Описания сопровождаются необходимыми рисунками и чертежами.

В конце, в разделе 8, даётся пример выбора уставок всех защит терминала применительно к конкретному двухпутному участку железной дороги, электрифицированной на постоянном токе напряжением 3,3 кВ.

Инструкцию завершает раздел 9, посвященный использованию защит терминала на существующих и модернизируемых тяговых подстанциях и постах секционирования, оснащённых направленными выключателями постоянного тока типа АБ-2/4, ВАБ-43, а также реле защиты типа РДШ всех модификаций.

Выбор для примера именно двухпутного, а не N-путного участка, диктуется во-первых тем, что двухпутные участки наиболее типичны для наших железных дорог, а во-вторых тем, что не затмевая сути обобщениями на многопутность, на примере двухпутного участка удастся наиболее просто объяснить специфику выбора уставок каждой защиты терминала, в том числе показать влияние на величину уставок контактных сетей соседних путей у тяговых подстанций и постов секционирования. После осознания сказанного каждый понимающий будет способен без труда обобщить рекомендации Инструкции на выбор уставок защит многопутного участка.

В конце Инструкции даётся список использованных источников.

Следует особо отметить, что ИТ ЦЗАФ-3,3 по алгоритмам действия и функциональным возможностям набора его защит, автоматики и сервиса во многом превосходят зарубежные аналоги, например всемирно известной фирмы Siemens. Гибкая логика ИТ позволяет довольно просто вносить усовершенствования в существующие алгоритмы защит и автоматики, изменяя функциональные возможности ИТ. В частности на базе ИТ наиболее просто могут быть осуществлены: функция блокировки срабатывания выключателей смежных фидеров при проходе по изолирующему сопряжению скоростных и тяжеловесных поездов под током; технический учёт энергии и ампер-часов, отпущенных по фидеру за заданное время и т.п.

Инструкция написана разработчиками алгоритмов защит терминала ЦЗАФ-3,3, сотрудниками кафедры «Энергоснабжение электрифицированных железных дорог» Московского государственного университета путей сообщения (МИИТа) профессором Пупыниным В.Н. и доцентом Гречишниковым В.А.

Замечания по содержанию Инструкции и пожелания просьба направлять по адресам:

127994, Москва, ул. Образцова, д.9, стр.9

тел./факс (495) 684-22-40 Пупынину В.Н. e-mail: pupinin_v@mail.ru

или

тел./факс (495) 684-21-57 Гречишникову В.А. e-mail: victor_gre@mail.ru

1. ДВУНАПРАВЛЕННАЯ МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА (МТЗ)

Двунаправленная максимальная токовая защита фидеров контактной сети постоянного тока – защита действующая в двух направлениях: прямом – при направлении тока фидера от шин тяговых подстанций (ТП) или постов секционирования (ПС) в контактную сеть, и обратном – при направлении тока фидера из контактной сети к ТП или ПС. Каждое направление защиты характеризуется своими собственными уставками по току и времени [1].

Двунаправленная максимальная токовая защита предназначена, прежде всего, для использования на существующих, вновь сооружаемых и модернизируемых ТП и ПС постоянного тока, фидера контактной сети которых оборудованы ненаправленными быстродействующими выключателями – ВАБ-49, ВАБ-28, ВАБ-206, GE Rapid и др. Однако это не исключает полезности её использования и на фидерах эксплуатируемых ТП и ПС постройки 70-ых и 80-ых годов с направленными выключателями типа АБ-2/4 и ВАБ-43. В этом случае рассматриваемая двунаправленная максимальная токовая защита будет выполнять не только роль резервной защиты, но одновременно и устройства, существенно повышающего надёжность и качественные показатели защиты. Подробнее об этом см. ниже в разделе 9.

На ТП двунаправленная МТЗ должна обеспечить (см. рис.1, где для упрощения чертежа показаны только выключатели):

- при к.з. в контактной сети в зоне её действия (между условными точками K_1 и K_2) – отключение только быстродействующего выключателя фидера контактной сети ТП1, питающего эту зону (в рассматриваемом случае выключателя БВ4 фидера Ф4);
- при к.з. на землю (на внутренний контур заземления постоянного тока ВКПТ) в РУ-3,3 кВ (условная точка K_5) – отключение выключателей всех фидеров контактной сети ТП1 (в рассматриваемом случае выключателей БВ1÷БВ4).

На ПС двунаправленная МТЗ должна обеспечить (см. рис.1):

- при к.з. в контактной сети, в зоне её действия (между условными точками K_3 и K_4) – отключение только быстродействующего выключателя фидера контактной сети ПС, питающего эту зону (в рассматриваемом случае выключателя БВ2 фидера Ф2);
- при к.з. на землю на сборной шине поста секционирования 3,3 кВ (условная точка K_6) – отключение выключателей всех фидеров контактной сети ПС (в рассматриваемом случае выключателей БВ1÷БВ4).

1.1. Выбор уставок МТЗ по току $I_{у.пр.}$ и $I_{у.обр.}$ и времени $\Delta t_{обр}$

Для того чтобы обеспечить выполнение указанных требований, необходимо:

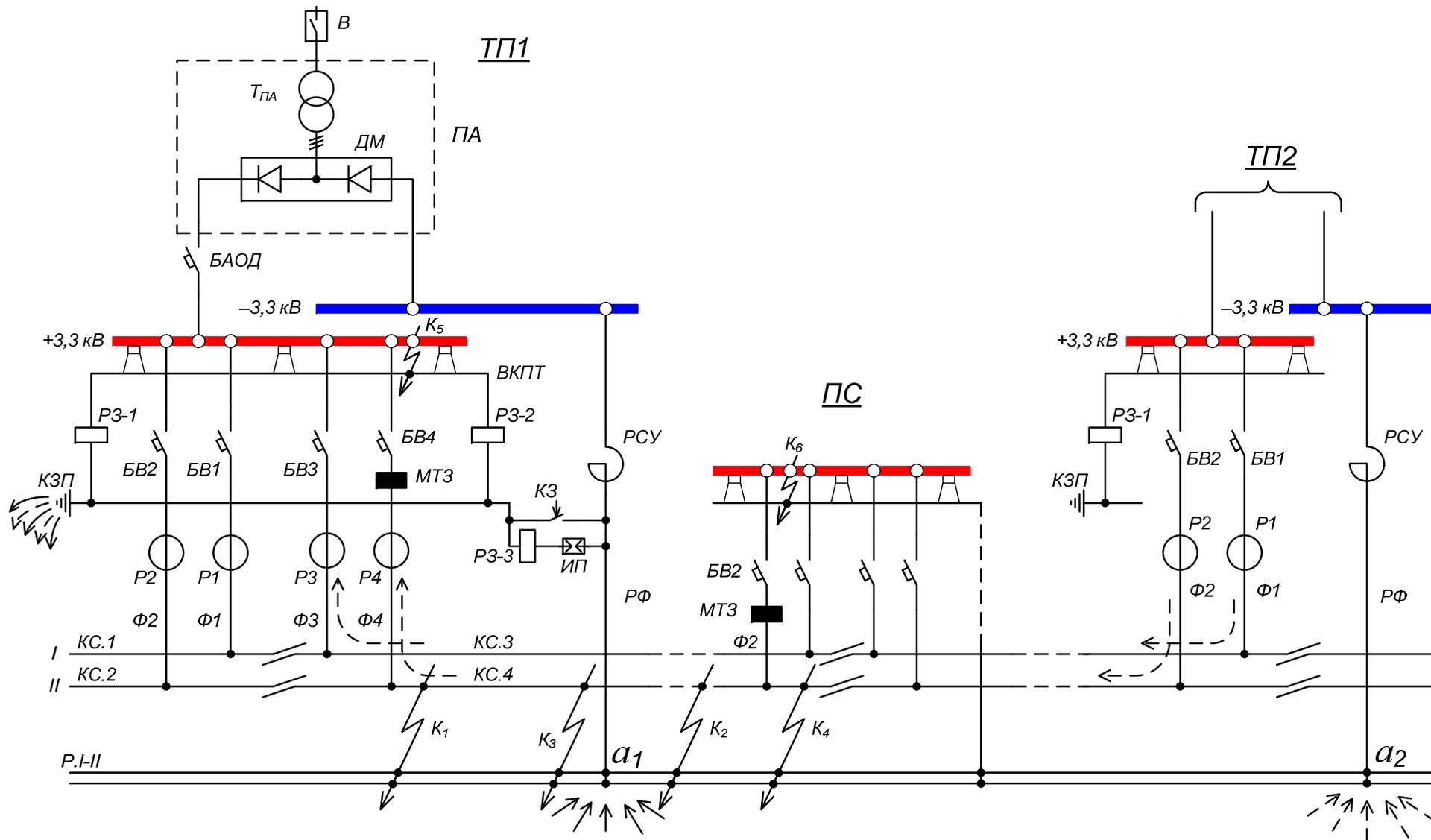


Рис.1. К пояснению принципа действия двунаправленной МТЗ.

- **МТЗ** прямого направления тока **фидеров ТП и фидеров ПС** выполнить как **токовую отсечку с нулевой уставкой по времени**;
- уставку по току МТЗ прямого направления тока $I_{у.пр.}$, выбрать в соответствии с существующей методикой расчета уставок токовой отсечки ТП и ПС [2]; при этом рекомендуется принимать величину коэффициента отстройки $K_{отс} = 1.1 \div 1.2$; (1.1)
- МТЗ обратного направления тока **фидеров ТП и фидеров ПС** выполнить как **максимальную токовую защиту каскадного действия**;
- уставку по току МТЗ обратного направления тока для всех фидеров ТП $I_{у.обр.}$ выбрать меньшей минимальной возможной величины установившегося тока фидера $I_{к5}$, притекающего к месту замыкания на землю в РУ-3,3 кВ ТП (точка K_5) после срабатывания (включения) короткозамыкателя КЗ (см. рис.1) в результате действия земляной защиты (Р31, Р32 или Р33) [3]. Расчётная схема замещения для определения тока $I_{к5}$ через БВ4 фидера Ф4 ТП для наихудшего расчётного случая показана на рис.2;

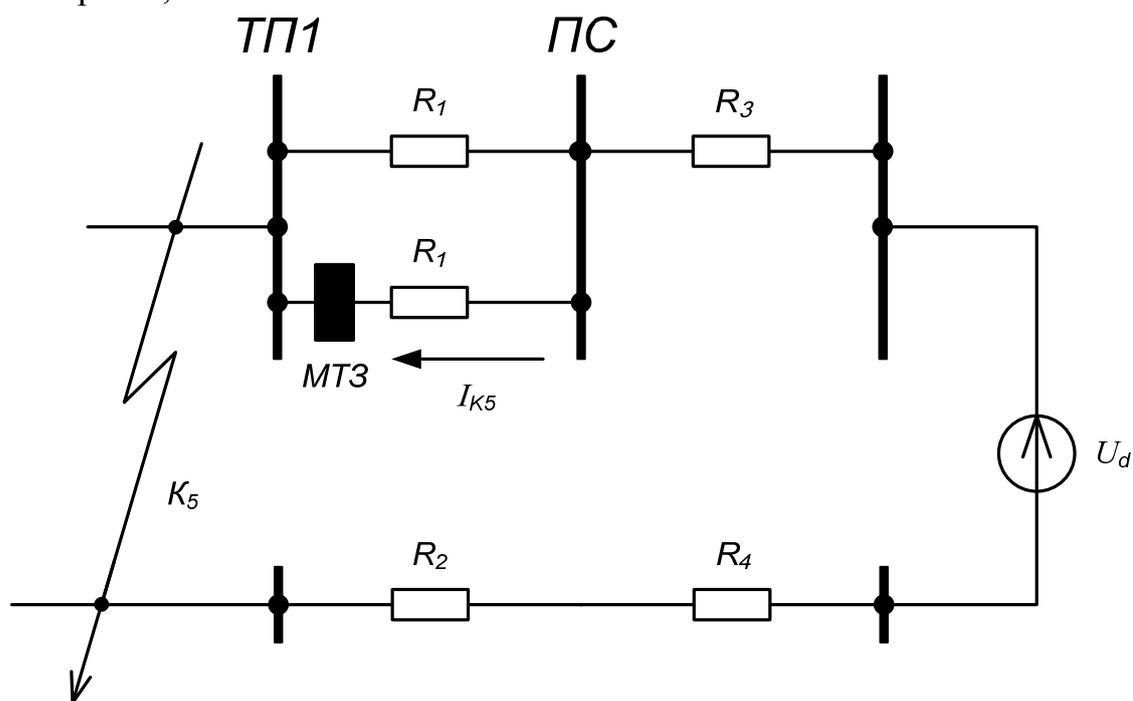


Рис.2. Расчётная схема замещения для определения токов обратного направления $I_{к5}$ по фидерам контактной сети ТП1 через их МТЗ при к.з. на землю в РУ-3,3 кВ ТП1 после включения короткозамыкателя (КЗ).

Примечание. Легко показать, что настроить МТЗ обратного направления тока на токи, притекающие по фидерам Ф1÷Ф4 ТП1 к точке K_5 (см. рис.1) до момента срабатывания короткозамыкателя КЗ, недопустимо, так как величины этих токов (на рис.1 показаны пунктирными стрелками), ограниченных сопротивлением растекания контура заземления КЗП ТП1 и входным сопротивлением земля-рельс втекания тока в рельсы вблизи тяговой подстанции ТП2 (точки A_2) будут весьма незначительны (300÷500 А), даже если после к.з. сразу же отключится выключатель В перед трансформатором $T_{па}$

преобразовательного агрегата ПА и последний своим током через КЗП (на рис.1 показан сплошными стрелками) перестанет мешать протеканию тока по фидерам $\Phi 1 \div \Phi 4$ ТП1 от ПА ТП2. Поэтому МТЗ обратного направления тока фидеров контактной сети ТП1, настроенные на срабатывание при столь незначительных токах, будут с большой вероятностью часто и ложно срабатывать от токов подпитки больших пусковых нагрузок на соседних путях вблизи ТП1. Включение же короткозамыкателя после срабатывания реле заземления Р31, Р32 и Р33 шунтирует сопротивления растекания КЗП и входное сопротивление земля-рельс вблизи ТП2 (точка a_2) и, тем самым, увеличивает токи по фидерам $\Phi 1 \div \Phi 4$ ТП1 к точке K_5 до нормальных значений.

- уставку по току МТЗ обратного направления тока для всех фидеров ПС $I_{у.обр.}$ выбрать меньшей минимальной возможной величины установившегося тока фидера, притекающего к месту замыкания на землю сборной шины +3,3 кВ ПС (точка K_6). Расчётная схема замещения для определения тока $I_{к6}$ через БВ2 фидера $\Phi 2$ ПС для наихудшего расчётного случая показана на рис.3.

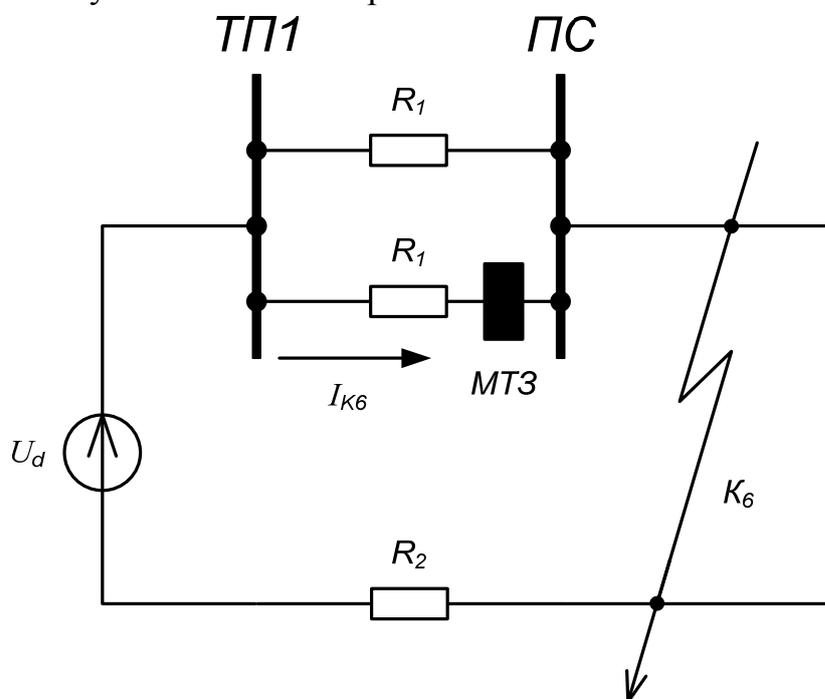


Рис.3. Расчётная схема замещения для определения токов обратного направления $I_{к6}$ по фидерам контактной сети ПС через их МТЗ при к.з. на землю в РУ-3,3 кВ ПС.

Примечание. Система защитного заземления ВКПТ ПС выполнена аналогичной системе защитного заземления ТП. На ТП после срабатывания короткозамыкателя КЗ (см. рис.1) ВКПТ через рельсовый фидер оказывается соединённым с рельсами ж.д. путей и к.з. в точке K_5 вырождается в к.з. между шиной +3,3 кВ и шиной -3,3 кВ. То же, в конечном счёте, происходит и при к.з. в точке K_6 на ПС. Его ВКПТ через рельсы ж.д. путей оказывается соединённым с шинами -3,3 кВ ТП (см. рис.1).

- Для надёжного действия МТЗ обратного направления тока для фидеров контактной сети ТП и ПС достаточно иметь её уставку в 1.5 раз меньшую, нежели минимально возможная величина установившегося тока фидера, притекающего к месту замыкания на землю сборной шины + 3,3 кВ соответственно ТП и ПС.

Для МТЗ обратного направления тока фидеров ТП:

$$I_{y.обр.} = \frac{I_{к5}}{1.5}, \quad (1.2)$$

а для МТЗ обратного направления тока фидеров ПС:

$$I_{y.обр.} = \frac{I_{к6}}{1.5}, \quad (1.3)$$

В формулах (1.2) и (1.3):

$$I_{к5} = \frac{U_d}{R_1 + 2(R_3 + R_2 + R_4)}, \quad (1.4)$$

$$I_{к6} = \frac{U_d}{R_1 + 2R_2}, \quad (1.5)$$

где: U_d – номинальное напряжение на шинах тяговых подстанций.

$$U_d = 3300 \text{ В};$$

$R_1 = r_k \cdot l_{ТП1-ПС} + R_{пф.ТП1}$ – суммарное сопротивление участка контактной сети от ТП до ПС и сопротивления питающего фидера контактной сети ТП1;

$R_2 = 0.5 \cdot r_p \cdot l_{ТП1-ПС} + 2 \cdot R_{рф.ТП1}$ – суммарное сопротивление участка рельсов двух путей от ТП1 до ПС и сопротивления рельсового фидера тяговой подстанции ТП1;

$R_3 = r_k \cdot l_{ПС-ТП2} + R_{пф.ТП2}$ – суммарное сопротивление участка контактной сети от ПС до ТП2 и сопротивления питающего фидера контактной сети ТП2;

$R_4 = 0.5 \cdot r_p \cdot l_{ПС-ТП2} + R_{рф.ТП2}$ – суммарное сопротивление участка рельсов двух путей от ПС до ТП2 и сопротивления рельсового фидера тяговой подстанции ТП2.

- МТЗ обратного направления тока для всех фидеров ТП и ПС выполнить с выдержкой времени $\Delta t_{обр.}$, большей, чем время отключения выключателя от МТЗ прямого направления тока $t_{откл.пр.}$, т.е. должно быть с запасом обеспечено:

$$\Delta t_{обр.} \geq k \cdot t_{откл.пр.}, \quad (1.6)$$

где: k – коэффициент запаса ($k = 2 \div 2.5$).

Выдержка времени $\Delta t_{обр.}$ зависит от типа используемого выключателя. Значения $t_{откл.пр.}$ и минимальные значения $\Delta t_{обр.}$ для ненаправленных выключателей различных типов приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1.

№ п/п	Тип используемого выключателя	$t_{откл.пр.}$, мс	$\Delta t_{обр.}$, мс, не менее
1.	ВАБ-28	50	100
2.	2 x ВАБ-49	30	60
3.	GE Rapid	100	200
4.	2 x GE Rapid	30	60
5.	ВАБ-206	50	100

2. НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ПО ПРИРАЩЕНИЮ ТОКА (ЗПТ)

Под приращением тока обычно понимается его увеличение за заданное время. При к.з. в контактной сети ток увеличивается (прирастает) вне зависимости от того, при каких условиях в сети происходит это к.з. Однако при большом переходном сопротивлении или длинной электрической дуге в месте к.з. величина приращения тока может быть незначительной, существенно меньшей тока «глухого», т.е. ничем не ограниченного тока к.з. в данной точке. Говорят, что в этом случае мы имеем дело с так называемым «малым» током к.з., который, однако, если его быстро не отключить, может привести к пережогу проводов контактной сети или же даже к отжигу протяженных участков проводов. ЗПТ как раз и предназначена для выявления таких «малых» токов короткого замыкания, и формирования команды выключателю на его быстрое отключение. Главным фактором, по которому можно распознать появления таких «малых» токов к.з. как раз и является **приращение тока**. Вот почему фактор «приращения тока» и используется в устройствах релейной защиты тяговой сети.

Принцип защиты по приращению тока частично реализуется в электромагнитных механизмах направленных быстродействующих выключателей типа АБ-2/4, ВАБ-43, а также в защитных реле РДШ ненаправленных выключателей типа ВАБ-28 и ВАБ-49 (далее «**выключателях**») [3]. Этот принцип реализуется и в терминале ЦЗАФ-3,3 (далее «**в терминале**»). Однако способы реализации этого принципа в выключателях и в терминале в корне отличны друг от друга, вследствие чего различны и зоны действия их ЗПТ, и, соответственно, методики расчёта уставок ЗПТ.

2.1. Основные отличия ЗПТ в выключателях и в терминале.

В выключателях ЗПТ реализуется не как самостоятельный вид защитного устройства, а в комплексе с максимальной токовой защитой (МТЗ), вместе с которой они образуют так называемую **максимально-импульсную защиту** (далее МИЗ, [2]) По этой причине уставка по ЗПТ в МИЗ жестко связаны с уставкой по МТЗ. Однако МТЗ в МИЗ реализуется лишь при **достаточно медленном** изменении тока в защищаемой цепи, причём эта уставка МИЗ (называемая также «статической уставкой МИЗ») от характера изменения тока в защищаемой цепи не зависит.

В то же время уставка МИЗ по приращению тока (называемая также «динамической уставкой МИЗ»), реализуется лишь при **достаточно быстром** изменении тока в защищаемой цепи. Динамическая уставка МИЗ изменяется автоматически в процессе изменения тока фидера, становясь тем меньше, чем быстрее меняется ток в цепи, и чем большая величина тока фидера, предшествует его приращению. Учитывая это свойство МИЗ, говорят, что **динамическая уставка МИЗ адаптируется к величине тока, предшествующего приращению.**

Понятия «достаточно медленно» и «достаточно быстро» далее будет уточнены.

Сказанное наглядно иллюстрирует семейство построенных теоретически и проверенных экспериментально защитных характеристик МИЗ выключателя АБ-2/4, показанных на рис.4,а [4]. Характеристики показаны в относительных единицах, выраженных через уставку максимальной токовой защиты МИЗ I_y . Относительная уставка максимальной защиты соответственно равная

$$I_{y*} = \frac{I_y}{I_y} = 1, \quad (2.1)$$

показывается по оси абсцисс. Уставки по приращению тока, соответственно равные

$$\Delta I_{y*} = \frac{\Delta I_y}{I_y}, \quad (2.2)$$

показываются по оси ординат и обозначаются ΔI_{y*} .

Следует заметить, что при теоретических построениях характеристик срабатывания МИЗ выключателей используется естественный экспоненциальный закон увеличения (приращения) тока на величину $\Delta I_1 = I_2 - I_1$, характерный для активно-индуктивной защищаемой цепи (см. рис.4,б):

$$i_1(t) = (I_2 - I_1) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}\right). \quad (2.3)$$

На рис.4,б и в формуле (2.3):

I_1 и I_2 – установившиеся значения тока в цепи до и после его приращения;

T_1 – постоянная времени изменения тока в цепи в процессе его приращения.

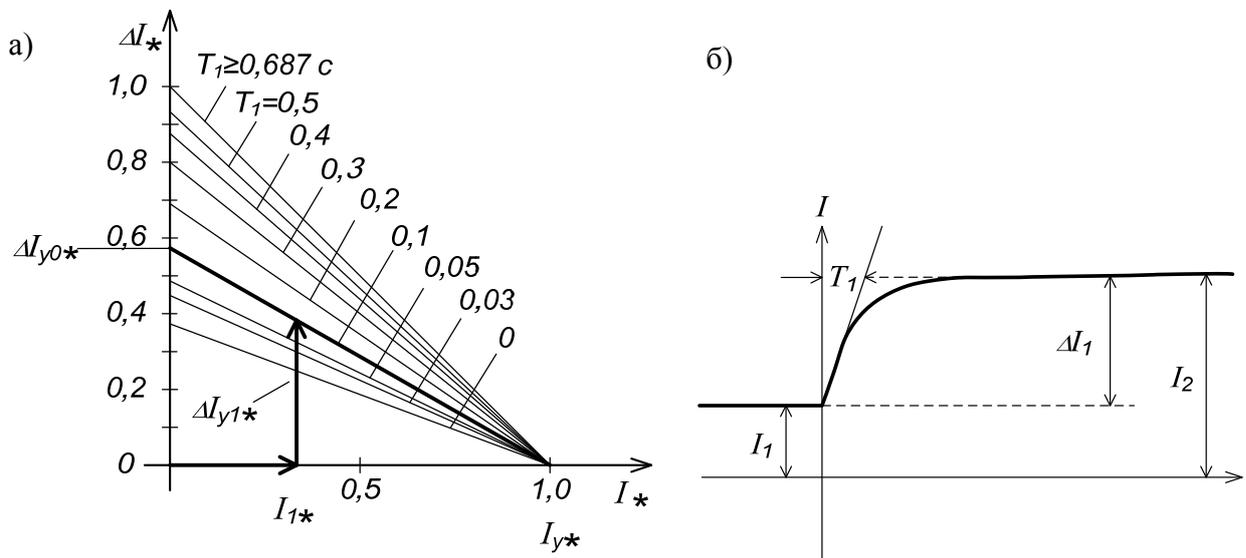


Рис.4. Семейство защитных характеристик выключателя АБ-2/4 (а) и закон изменения (приращения) тока в защищаемой цепи (б), принятый при построении семейства защитных характеристик.

Как видно из рис.4,а каждая из защитных характеристик выключателя соответствует своей постоянной времени изменения (нарастания) тока T_1 , с, т.е.

реализуется лишь при постоянной времени, указанной на рис.4,а сверху над семейством характеристик, причём, действительно, значение уставки выключателя по ЗПТ становится тем меньше, чем меньше постоянная времени нарастания тока, и чем большее значение тока, предшествует его приращению. Так при $I_* = 0$ и постоянной времени нарастания тока, равной 0.01 с, значение уставки по приращению тока выключателя АБ-2/4 $\Delta I_{y0*} = 0.57$, а при I_{1*} равно $\Delta I_{y1*} = 0.4 < 0.57$. Кроме того видно, что при $T_1 \geq 0.687$ с МИЗ выключателя АБ-2/4 превращается в обычное токовое реле с уставкой $\Delta I_{y*} = I_y$, т.е. при таких постоянных времени нарастания тока реакция МИЗ на приращение тока полностью утрачивается. Граничная величина T_1 при которой это происходит (в данном случае при $T_1 = 0.687$ с) называется **критической постоянной времени нарастания тока МИЗ**. Критическая постоянная времени разделяет области «достаточно медленного изменения тока» (в данном случае при $T_1 \geq 0.687$ с) и «достаточно быстрого» ($T_1 < 0.687$ с).

2.2. Недостатки ЗПТ в составе МИЗ

Анализ семейств защитных характеристик МИЗ выключателей различных типов (см. рис.4,а и 5), позволяет сформулировать основные недостатки ЗПТ в составе МИЗ. Вот главные из них:

- ЗПТ в составе МИЗ обеспечивает более острую реакцию МИЗ на приращение тока при пуске электроподвижного состава (ЭПС) вблизи тяговой подстанции, нежели на приращение тока такой же величины при коротком замыкании (к.з.) в конце зоны защиты выключателем (точка K_4 вблизи ПС на рис.1). Это объясняется тем, что постоянные времени нарастания пускового тока ЭПС существенно меньше постоянных времени нарастания тока при к.з. в конце зоны защиты. Это тем более так, если между местом к.з. K_4 в сети и фидером Ф4 тяговой подстанцией находится ЭПС в режиме тяги. В этом случае ток, кратковременно генерируемый ЭПС при к.з. к месту к.з., загружает участок сети между ЭПС и местом к.з. и, тем самым, увеличивает постоянную времени нарастания тока на фидере тяговой подстанции [3].
- По данным [5] к.з. в тяговой сети характеризуются постоянными времени нарастания тока T_1 , лежащими в пределах 0.03÷0.20 с, а пусковые токи ЭПС – постоянными времени нарастания $T_{эпс}$, лежащими в пределах 0.005÷0.03 с. Вследствие этого настройка ЗПТ в МИЗ на отключение короткого замыкания в конце зоны защиты автоматически приводит к неоправданно большому числу ложных отключений выключателя. Особенно ярко это проявляется при выключателях ВАБ-43 (см. рис.5,а) и ВАБ-28 с РДШ-П (рис.5,б).
- К эффекту увеличения числа ложных отключений выключателей приводит также и очень резкая адаптация уставки по ЗПТ к току, в защищаемой цепи, предшествующему приращению.
- Защитные характеристики МИЗ выключателей разных типов существенно разнятся (можно сравнить характеристики выключателей на рис.4 и 5).

Выключатели типа ВАБ-43 даже при отсутствии тока в тяговой сети, предшествующего приращению, реагирует на броски пускового тока ЭПС, лежащие в пределах $0.35 \div 0.37$ от величины тока уставки выключателя. Броски же (приращения) тока к.з., вызывающие срабатывания выключателей, лежат в пределах $0.37 \div 0.7$ от величины тока его уставки. У других выключателей они, наоборот, очень размытые (см., например, характеристики выключателя ВАБ-49 с реле РДШ в [6]), и выключатель даже при отсутствии тока в тяговой сети, предшествующего приращению, соответственно реагирует на броски пускового тока ЭПС в $0.57 \div 0.75$, а на броски тока к.з. только в пределах $0.75 \div 1.0$ тока уставки, т.е. практически при токах к.з. ВАБ-49 с реле РДШ не имеет реакции на приращение тока.

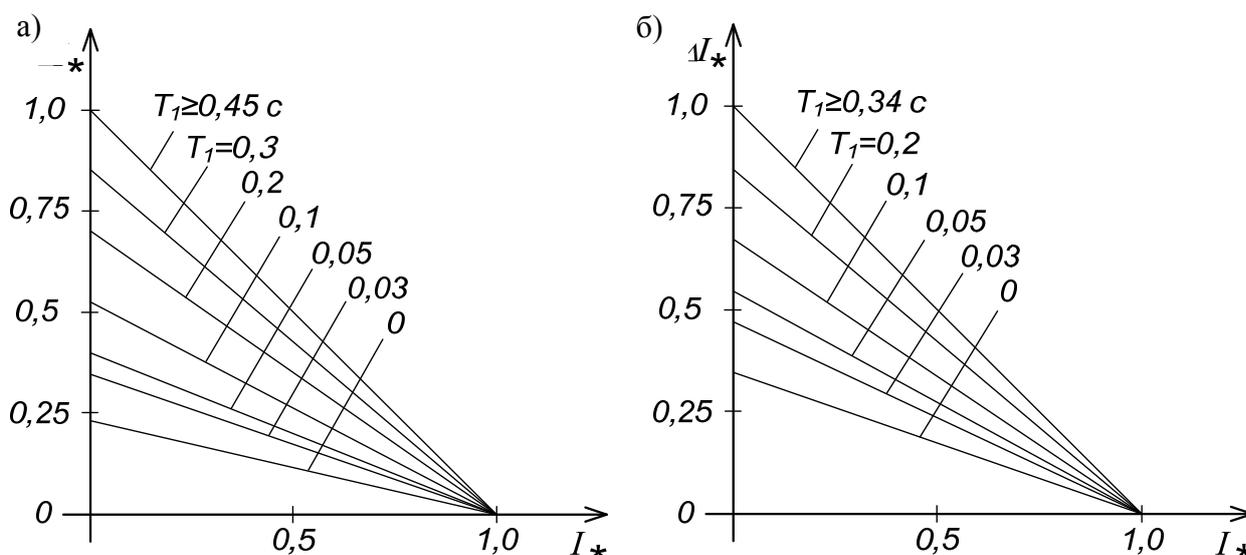


Рис.5. Семейство защитных характеристик выключателя ВАБ-43 (а) и ВАБ-28 с реле РДШ-II (б).

Резкое различие защитных характеристик МИЗ выключателей разных типов крайне затрудняет разработку оправданной методики выбора уставки ЗПТ МИЗ.

2.3. Принцип измерения приращения тока и защитные характеристики ЗПТ в терминале ЦЗАФ-3,3.

Учитывая недостатки ЗПТ в МИЗ можно сформулировать требования к идеальной ЗПТ и попытаться реализовать их в терминале ЦЗАФ-3,3:

- Под приращением тока, как сказано выше, должно пониматься его увеличение за заданное время;
- ЗПТ должна быть представлена одной единственной характеристикой, выбираемой при настройке ЗПТ. В определенных пределах эта характеристика не должна зависеть от постоянной времени нарастания тока;
- Уставка по ЗПТ не должна быть жестко связана с уставками двунаправленной максимальной токовой защиты фидера контактной сети;

- Уставка по ЗПТ должна автоматически адаптироваться к значению тока в момент начала измерения приращения тока. Степень адаптации должна выбираться при настройке защиты, и, при необходимости, быть достаточно мягкой.

В ЗПТ терминала эти требования реализованы следующим образом:

- Принцип измерения приращения тока показан на рис.6, где:
 $i(t)$ – анализируемый ток фидера (ток в защищаемой цепи);
 t_0 – время начала измерения приращения тока;
 t_1 – текущее время (время окончания измерения приращения тока);
 $T_{и} = (t_1 - t_0)$ – время измерения приращения тока;
 I_0 – ток в цепи в начале измерения приращения тока;
 I_1 – ток в цепи в конце измерения приращения тока;
 $T_{в}$ – выдержка времени, необходимая для подтверждения того, что замеренное приращение тока произошло в зоне защиты ЗПТ терминала (пояснение см. ниже);
 $I_1 - I_0 = \Delta I_1$ – измеренное приращение тока $i(t)$ за время $T_{и}$.

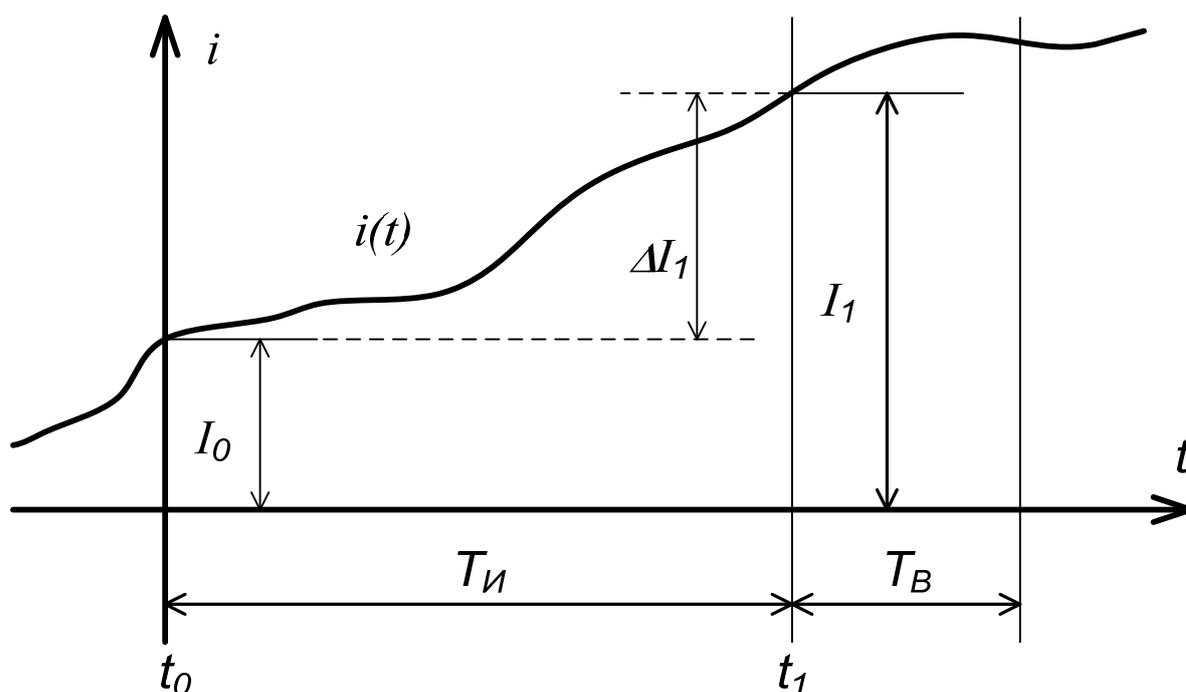


Рис.6. Принцип измерения приращения тока в ЗПТ терминала ЦЗАФ-3,3.

- Защитная характеристика ЦЗАФ-3,3 показана на рис.7, где:
 ΔI_{y0} – уставка ЗПТ (минимальное значение приращения тока, вызывающее срабатывание выключателя от ЗПТ при $I_0 = 0$)
Примечание. В руководстве по эксплуатации ЦЗАФ-3,3 эта величина обозначена как $dI_{уст}$.
 ΔI_y – значение уставки, адаптированной к начальному значению приращения тока I_0 с коэффициентом адаптации K_a .

Указанные величины связаны соотношением

$$\Delta I_{y0} - I_0 \cdot K_a = \Delta I_y \quad (2.4)$$

Используя (2.4) можно получить выражение, удобное для выбора величины K_a , которое следует ввести в терминал при настройке ЗПТ:

$$K_a = \frac{\Delta I_{y0} - \Delta I_{y \text{ мин}}}{I_{0 \text{ макс}}}, \quad (2.5)$$

где $I_{0 \text{ макс}}$ – максимальное значение тока в защищаемой цепи, при котором намечается измерение приращения тока (работа ЗПТ);

$\Delta I_{y \text{ мин}}$ – желаемое значение адаптированной уставки при токе $I_{0 \text{ макс}}$.

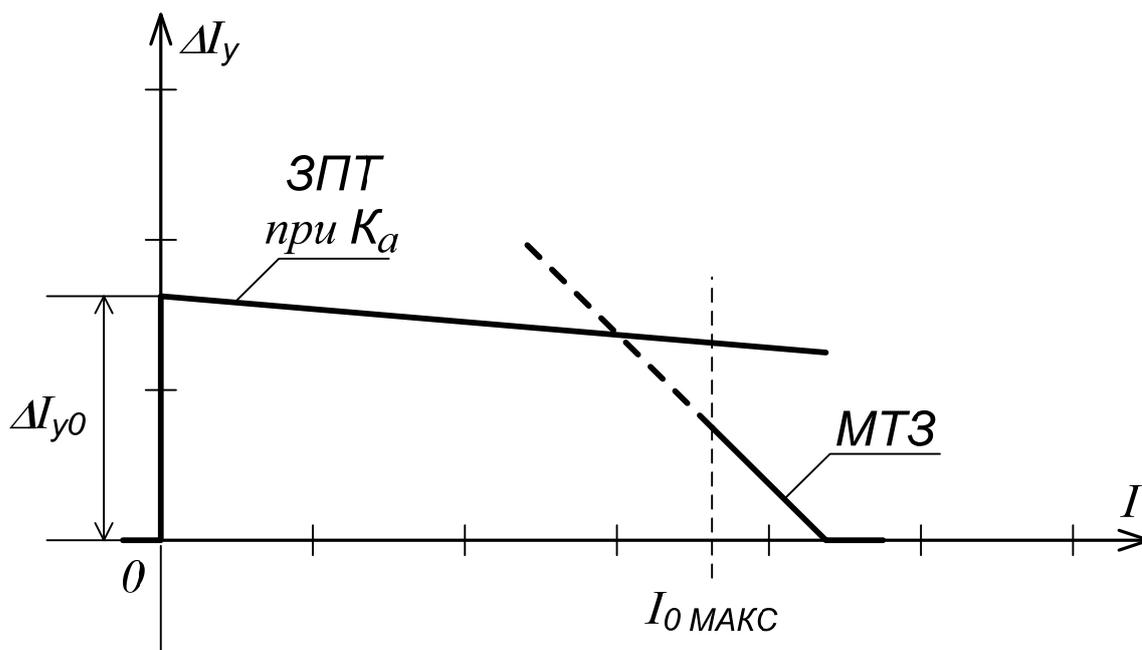


Рис.7. Защитная характеристика ЗПТ терминала ЦЗАФ-3,3.

Таким образом, настройка ЗПТ сводится к выбору следующих величин (см. рис.6 и 7):

- Уставки по приращению тока ΔI_{y0} ;
- Времени измерения приращения тока $T_{и}$;
- Коэффициента адаптации K_a тока уставки к току фидера I_0 в момент t_0 начала измерения приращения;
- Выдержки времени $T_{в}$ на отключение выключателя при срабатывании ЗПТ терминала.

2.4. Выбор уставки по приращению тока ΔI_{y0} .

Выбор уставки по приращению тока ΔI_{y0} является самым трудозатратным мероприятием, так как эта уставка связана с уставкой по времени ее измерения $T_{и}$ (см. ниже раздел 2.5). Поэтому эти уставки следует выбирать в комплексе.

ΔI_{y0} должна быть выбрана большей, чем максимальные скачки (приращения) тока при пуске электроподвижного состава $\Delta I_{ЭПС \text{ макс}}$, но меньшей, чем возможное минимальное приращение тока $\Delta I_{К \text{ мин}}$, при коротком

замыкании в контактной сети в конце зоны защиты (точка K_4 , рис.1), т.е. должно быть выполнено условие

$$\Delta I_{\text{ЭПС макс}} < \Delta I_{y0} < \Delta I_{K \text{ мин}} \quad (2.6)$$

Максимальные приращения тока при пусках ЭПС могут быть определены по пусковым характеристикам ЭПС, обращающегося на защищаемой зоне тяговой сети. Характер изменения тока при пуске показан на рис.8, однако он не является типовым, так как во многом зависит от режима ведения поезда машинистом. Реальная диаграмма определяется, прежде всего, тем, какой режим ведения реализуется машинистом: автоматический, когда переход с одной пусковой позиции на другую (на рис.8: 1-ая, 2-ая, 3-ая. . . . N-ая позиции) осуществляется автоматически и контролируется специальным токовым реле, определяющим пределы изменения тока при переходе с одной позиции на другую, или же переход с позиции на позицию осуществляется машинистом вручную.

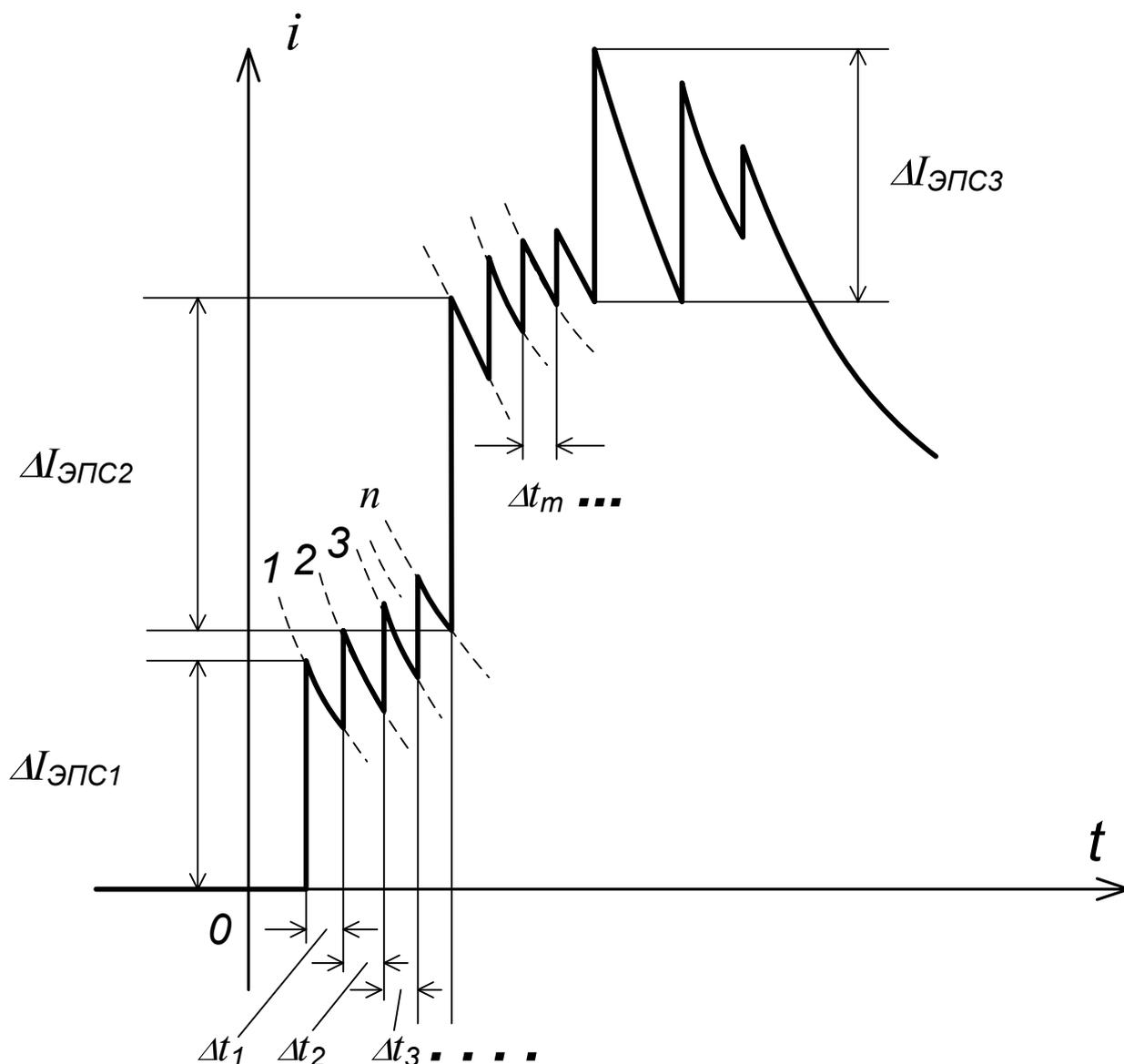


Рис.8. Характер изменения тока при пуске ЭПС.

Реализуемый режим пуска определяет очень важный параметр процесса пуска – время перехода с позиции на позицию (соответственно $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3, \dots, \Delta t_{N-1}$). Существенно однако, что при любом режиме пуска время перехода с позиции на позицию, как правило, не меньше одной секунды. Это обстоятельство даёт возможность при времени измерения $T_{и} < 1с$ отстроиться от максимальных бросков (приращений) тока ЭПС в момент начала пуска при серийном (С) соединении двигателей $\Delta I_{ЭПС1}$ (бросок тока определяется максимальной величиной пускового сопротивления и напряжением в контактной сети у ЭПС), в момент перехода с серийного на серийно-параллельное соединение (СП) $\Delta I_{ЭПС2}$, а также в моменты переходов на режим ослабления поля (ОП) – $\Delta I_{ЭПС3}$ [7, 8].

Ориентировочно максимально-возможные броски (приращения) тока для некоторых типов электровозов и моторных вагонов электричек приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1.

№ п/п	Серия электровоза или моторного вагона	Максимальный пусковой ток электровоза или моторного вагона	Максимальное значение приращения тока электровоза или моторного вагона при пуске
		$I_{ЭПС \text{ макс. А}}$	$\Delta I_{ЭПС \text{ макс. А}}$
1	ВЛ-8	2350	470
2	ВЛ-10	2900	540
3	ВЛ-11	4350	720
4	ВЛ-15	4600	800
5	Моторный вагон ЭР22	500	230

Вводя коэффициент отстройки от ложных бросков тока $K_{\Delta} = 1.4 \div 1.5$ найдём первоначальное значение уставки ЗПТ ΔI_{y0} по формуле

$$\Delta I_{y0} = K_{\Delta} \cdot \Delta I_{ЭПС \text{ макс.}} \quad (2.7)$$

Формула справедлива для самых тяжелых условий формирования бросков тока при пусках ЭПС, а именно при возможных пусках ЭПС рядом с тяговой подстанцией. В реальности этого может не быть и поэтому в дальнейшем, в процессе эксплуатации ЗПТ, её уставка по приращению тока ΔI_{y0} может быть откорректирована.

2.5. Выбор времени $T_{и}$ измерения приращения тока.

Время измерения приращения тока $T_{и}$ должно быть выбрано таким, чтобы измерение сразу нескольких приращений тока было бы невозможным или же маловероятным, но в то же время достаточным для максимально полного измерения приращения тока при коротком замыкании в конце защищаемого участка. Однако указанное выше в разделе 2.4 обстоятельство, констатирующее, что времена перехода с позиции на позицию при любом варианте пуска подвижного состава (автоматическом или же ручном) $\Delta t_1, \Delta t_2, \Delta t_3, \dots, \Delta t_{N-1} \geq 1с$, гарантирует возможность выбрать время измерения приращения тока $T_{и}$, достаточное для измерения как экспоненциальных

приращений тока (при отсутствии на линии ЭПС в режиме тяги), так и для постоянных времени приращений тока, увеличенных влиянием токов генерации подвижного состава при к.з. к месту к.з. Как известно для этого необходимо, чтобы время измерения приращения тока отвечало условию $T_{и} > 3T_1$, где T_1 – максимально возможная постоянная времени нарастания тока фидера при к.з. Ориентируясь на названные выше пределы изменения T_1 при к.з. в контактной сети без и в присутствии нагрузки (см. раздел 2.2), в $0.03 \div 0.2$ с, найдём, что $3T_1 = 0.09 \div 0.6 < T_{и} \leq 1$ с, т.е. что можно легко настроиться на отключение приращений тока при коротких замыканиях, что нашло отражение в табл. 2.2.

Меньшие значения T_1 соответствуют меньшим сечениям проводов подвески. Результаты компьютерного моделирования переходных процессов при коротких замыканиях в контактной сети позволяют рекомендовать следующие значения $T_{и}$ (см. табл. 2.2):

Таблица 2.2.

№ п/п	Формула тяговой сети	Рекомендуемое значение $T_{и}$, с
1	M120 + МФ100, P65	0.1 ÷ 0.15
2	M120 + 2 МФ100, P-65	0.2 ÷ 0.25
3	M120 + 2 МФ100 + A185, P65	0.25 ÷ 0.4
4	M120 + 2 МФ100 + 2A150, P65	0.4 ÷ 0.5

2.6. Выбор коэффициента адаптации K_a тока уставки ЗПТ терминала к току фидера I_0 в момент t_0 начала измерения приращения.

Нагрузка на линии электроподвижного состава в режиме тяги, особенно находящегося в средней части зоны между ТП и ПС (если он есть), или же между ТП1 и ТП2 (если ПС отсутствует) не только увеличивает время нарастания тока, но и уменьшает величину приращения тока при к.з. в конце зоны защиты. Однако в ЗПТ терминала ЦЗАФ-3,3 реакция на приращение тока может быть сохранена, если защита адаптирована к величине тока нагрузки, предшествующего началу приращения.

При наличии лишь одного электровоза в зоне между ТП1 и ТП2 начинающего движение со средней точки зоны между ТП1 и ПС, значение максимального тока $I_{0 \text{ макс}}$, к которому должна быть адаптирована ЗПТ терминала, составляет $0.6 \cdot I_{\text{ЭПС макс}}$, А, а при наличии таких же электровозов на всех зонах между ТП1 и ПС, а также между ПС и ТП2, величина тока, к которому должна быть адаптирована ЗПТ каждого фидера, составляет $I_{\text{ЭПС макс}}$, А. Указанные значения определяют пределы, к которым должны будут адаптированы ЗПТ. Как показывают компьютерные исследования переходных процессов в тяговых сетях постоянного тока, уменьшение величины приращения тока к.з. в конце зоны защиты при указанных условиях составляет примерно (22÷26)%. Сказанное позволяет ориентировочно определить необходимое значение коэффициента адаптации K_a , используя формулу (2.5):

$$K_a = \frac{\Delta I_{y0} - \Delta I_{y \text{ мин}}}{I_{0 \text{ макс}}} = (0.22 \div 0.26) \frac{\Delta I_{y0}}{I_{0 \text{ макс}}}, \quad (2.8)$$

Оценивая $\Delta I_{y0} = (1.5 \div 2)\Delta I_{\text{ЭПС макс}}$, а $I_{0 \text{ макс}}$ средней величиной $0.8 \cdot I_{\text{ЭПС макс}}$, найдём

$$K_a = (0.22 \div 0.26)(1.5 \div 2) \frac{\Delta I_{\text{ЭПС макс}}}{0.8 \cdot I_{\text{ЭПС макс}}}, \quad (2.9)$$

Например, используя данные табл.2.1 для электровоза ВЛ-8 получим

$$K_a = (0.22 \div 0.26)(1.5 \div 2) \frac{470}{0.8 \cdot 2350} = 0.077 \div 0.121.$$

Для электровоза ВЛ-15 соответственно

$$K_a = (0.22 \div 0.26)(1.5 \div 2) \frac{800}{0.8 \cdot 4600} = 0.072 \div 0.113.$$

Таким образом, вследствие независимости уставок ЗПТ и уставок МТЗ прямого направления, уставки терминала по ЗПТ могут практически оставаться неизменными ($K_a = 0$) или же лишь весьма незначительно уменьшаться по мере роста тока нагрузки фидера, адаптируясь к току I_0 в момент начала измерения приращения тока с коэффициентом $K_a = 0.072 \div 0.113$.

2.7. Выбор T_B – выдержки времени на отключение выключателя при срабатывании ЗПТ терминала.

Как сказано выше (см. раздел 2.3) T_B – выдержка времени, необходимая для подтверждения того, что замеренное приращение тока произошло в зоне защиты ЗПТ терминала, а не за её пределами. Применительно к двухпутному участку с постом секционирования (см. ниже рис.9, где ЗПТ терминалов показаны в виде зачёрнённых прямоугольников вблизи обслуживаемых ими выключателей) зоной защиты ЗПТ по каждому пути являются участки контактной сети между тяговой подстанцией и постом секционирования. Для надёжного действия защиты в зоне защиты естественно выполнить реальную длину зоны действия защиты по каждому пути несколько большей зоны защиты. Однако вследствие этого ввиду обострённой чувствительности ЗПТ к броскам (приращениям) тока, ЗПТ, установленные на фидерах ТП, будут в некоторой зоне вблизи ПС, реагировать на броски тока, вызываемые близкими короткими замыканиями на соседних участках сети за сборной шиной ПС. Аналогичным образом ЗПТ, установленные на фидерах ТП, будут реагировать на броски тока, вызываемые близкими короткими замыканиями на соседних участках сети за шинами ТП. Например ЗПТ₄ терминала выключателя БВ4 ТП1 будет реагировать на короткие замыкания в точках K_7 , K_8 и K_9 в некоторой зоне вблизи ПС, и, соответственно, ЗПТ₂ терминала БВ2 ПС – на короткие замыкания в точках K_{10} , K_{11} и K_{12} в некоторой зоне вблизи ТП1. Чтобы избежать этого и сделать работу ЗПТ указанных терминалов селективной, надо задать ЗПТ терминалов ТП и ПС выдержки времени на отключение большие, нежели времена отключения указанных коротких замыканий выключателями фидеров соответственно БВ1, БВ3 и БВ4 на ПС и БВ1, БВ2 и БВ3 на ТП1 (см. рис.1). Необходимые выдержки времени в зависимости от типов выключателей, установленных на фидерах ТП и ПС, могут быть выбраны в соответствии с табл. 1.1. Однако при этом надо иметь ввиду следующее: **задание ЗПТ терминалов выдержки времени хотя и избавит от некоторого количества**

ложных отключений выключателей при к.з. на соседних зонах, однако одновременно с этим на величину выдержки времени увеличит и время отключения выключателей в зонах защиты, что неизбежно приведёт к увеличению вероятности пережогов проводов контактной сети при отключении выключателями дуговых коротких замыканий. Поэтому прежде чем решиться на введение выдержек времени в ЗПТ терминалов надо решить, что целесообразней: мириться с некоторой долей ложных отключений от ЗПТ или же восстанавливать провода контактной сети в местах их будущих пережогов. К сожалению, априори решить эту дилемму невозможно. Для её практического решения, по нашему мнению, следует поступить следующим образом. Вначале включить ЗПТ всех терминалов ЦЗАФ-3,3 фидеров ТП и ПС без выдержки времени и в течение одного-двух месяцев установить причины ложных отключений выключателя анализируемого фидера, сопоставив по времени осциллограммы этих отключений с осциллограммами отключений указанных выше выключателей. Если процент ложных отключений выключателей от ЗПТ будет незначителен (менее 10% от числа всех ложных отключений выключателя), можно считать, что задание ЗПТ выдержек времени T_B нецелесообразно.

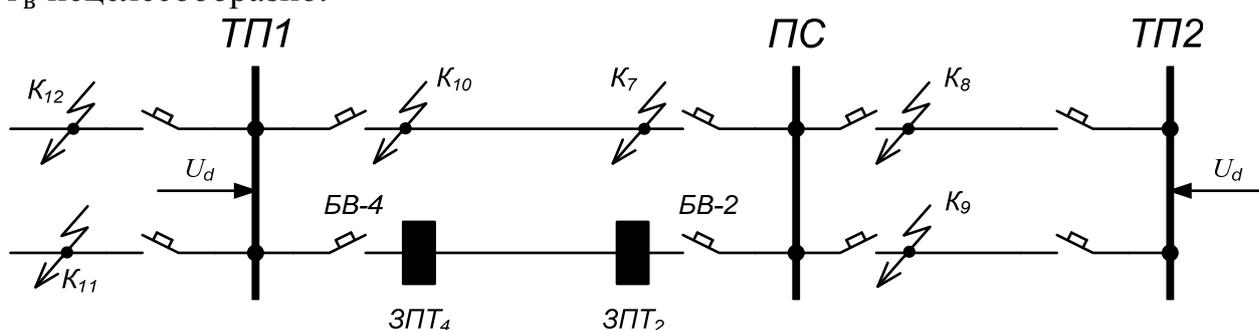


Рис.9. К выбору о выборе выдержки времени T_B на отключение выключателя при срабатывании ЗПТ терминала ЦЗАФ-3,3.

3. НАПРАВЛЕННАЯ ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА (ДЗ) (ЗАЩИТА ПО МИНИМАЛЬНОМУ СОПРОТИВЛЕНИЮ)

Дистанционная защита – резервная защита фидеров контактной сети ТП и ПС. Основное назначение ДЗ на ТП: резервирование работы МТЗ прямого направления тока (отсечки) и ЗПТ фидеров ТП, а также МТЗ обратного направления на фидерах ПС (в последнем случае с целью обеспечить локализацию к.з. на сборной шине ПС). Аналогичным образом основное назначение ДЗ на ПС: резервирование работы МТЗ прямого направления тока (отсечки) и ЗПТ на фидерах ПС, а также МТЗ обратного направления тока на фидерах ТП (в последнем случае также с целью обеспечить локализацию к.з. на сборной шине ТП).

Для обеспечения селективного действия МТЗ, ЗПТ и ДЗ последняя должна выполняться с выдержкой времени на отключение и зоной защиты, перекрывающей зоны защит МТЗ и ЗПТ, т.е. так, как это обычно делается для

любой резервной защиты, поскольку именно такую функцию ДЗ выполняет в данном случае.

3.1. Выбор уставок ДЗ по минимальному сопротивлению $R_{уст}$.

Обычно зона защиты ДЗ принимается равной 1.4÷1.6 зоны защиты для наихудших (наибольших по сопротивлению) условий. При наличии ПС зоной защиты является фидерная зона между ТП и ПС по одному пути двухпутного участка, а при отсутствии ПС – фидерная зона по одному пути между смежными ТП, например между ТП1 и ТП2 (см. рис.1).

При наличии ПС уставка ДЗ по сопротивлению $R_{уст}$ на фидерах ТП и на фидерах ПС, определяется по выражению

$$R_{уст} = (1.4 \div 1.6)(r_k + r_p) \cdot l_{ТП1-ПС}, \quad (3.1)$$

а при отсутствии ПС и на фидерах ТП1, и на фидерах ТП2 по выражению:

$$R_{уст} = (1.4 \div 1.6)(r_k + r_p) \cdot l_{ТП1-ТП2}, \quad (3.2)$$

где: r_k и r_p – погонное сопротивление соответственно подвески контактной сети и рельсов одного пути, Ом/км;

$l_{ТП1-ПС}$ и $l_{ТП1-ТП2}$ – расстояние соответственно между ТП1 и ПС, и ТП1 и ТП2, км.

Определение значений r_k и r_p см. [2].

3.2. Выбор уставок ДЗ по выдержке времени на отключение $\Delta t_{дз}$.

Как и при других рассмотренных ранее защитах терминала для селективной работы основных защит с резервирующими их, последние должны иметь уставки по времени в 2÷2.5 раза большие, чем времена отключения страхуемых выключателей $t_{откл.пр.}$. В зависимости от типа используемых на ТП и ПС выключателей выдержка времени $\Delta t_{дз}$ может быть принята в соответствии с табл. 3.1.

Таблица 3.1.

№ п/п	Тип используемого выключателя	$t_{откл.пр.}$, мс	$\Delta t_{дз}$, мс, не менее
1	ВАБ-28	50	100
2	2 x ВАБ-49	30	60
3	GE Rapid	100	200
4	2 x GE Rapid	30	60
5	ВАБ-206	50	100

4. НАПРАВЛЕННАЯ ЗАЩИТА ПО КРИТИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ НАРАСТАНИЯ ТОКА (ЗСНТ)

Предназначена для убыстрения отключения выключателями фидеров ТП (и только ТП !!!) близких к ТП коротких замыканий в контактной сети при отсутствии на фидере нагрузки или же при нагрузке незначительной величины. При оговоренных условиях это достигается за счёт того, что сигнал на отключение выключателя подаётся не в момент t_1 , достижения током в цепи

значения тока уставки $I_{у.МТЗ}$, как при МТЗ (см. рис.10,а), и не спустя T_B – выдержку времени после срабатывания ЗПТ ЦЗАФ-3,3 (см. раздел 2.7), а в момент наивысшей скорости нарастания тока t_0 , (практически же спустя 2 мс – время измерения скорости нарастания тока и сравнения его с уставкой по критической скорости нарастания тока [1]. Из рис.10,а ясно, что при этом уменьшается время начала отключения тока короткого замыкания, так как отключение начинается в момент достижения током к.з. значения $I_{у.ЗСНТ} < I_{у.МТЗ}$, соответственно увеличивается интенсивность ограничения отключаемого тока и уменьшаются амперсекунды его воздействия на провода контактной сети, определяющие степень противостояния дуговым к.з. Токосые процессы, протекающие при этом в тяговой сети, могут быть объяснены на примере электрической схемы ТП1 (см. рис.10,б):

При к.з. в тяговой сети в точке K одновременно, накладываясь друг на друга протекают два переходных процесса:

- **апериодический экспоненциальный процесс** нарастания тока в тяговой сети под действием напряжения U_d на шинах выпрямленного тока ТП, сдерживаемый индуктивностью системы первичного электроснабжения (СПЭ) L_c , понижающего трансформатора $L_{пт}$, трансформатора преобразовательного агрегата $L_{тпа}$, реактора сглаживающего устройства L_p , питающего $L_{пф}$ и рельсового $L_{рф}$ фидеров и самой тяговой сети $L_{тс}$ до места к.з. в точке K , ограничиваемый суммарным сопротивлением подстанции ρ , питающего и рельсовых фидеров $R_{пф}$ и $R_{рф}$, и самой тяговой сети до места к.з. $R_{тс}$;
- **колебательный периодический затухающий процесс** разряда емкости сглаживающего устройства C , заряженной до напряжения $U_{оо} = U_d$, на тяговую сеть до места к.з. через индуктивности $L_{пф}$, $L_{рф}$ и $L_{тс}$, и суммарное активное сопротивление питающего и рельсовых фидеров $R_{пф}$ и $R_{рф}$, и самой тяговой сети до места к.з. $R_{тс}$;

Как показывает математический анализ переходного процесса в его совокупности, составляющая процесса – разряд емкости на тяговую сеть до места к.з. – протекает очень быстро с частотами 600÷300 Гц при относительно малой амплитуде, поэтому практически не сказывается на результатах измерения ЗСНТ скорости нарастания апериодического тока, формирующегося под действием напряжения U_d на шинах выпрямленного тока ТП. Это тем более так, поскольку ЗСНТ измеряет среднюю скорость нарастания тока в течение 2 мс дискретно через 1 мс по усреднённым данным восьми предшествующих измерений в течение каждой миллисекунды. Учитывая сказанное ясно, что реальную, измеряемую ЗСНТ скорость нарастания тока на конкретном фидере конкретной тяговой подстанции можно определять, пренебрегая наличием емкости C по формуле

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\max} = \frac{U_d}{L_{\Sigma}} \quad (4.1)$$

В (4.1): $L_{\Sigma} = L_c + L_{\text{ПТ}} + L_{\text{ТПА}} + L_p + L_{\text{пф}} + L_{\text{рф}} + L_{\text{ТС}}$ – суммарная, приведённая к линейному напряжению на выходе преобразовательного трансформатора ТПА индуктивность всей цепи до точки к.з.

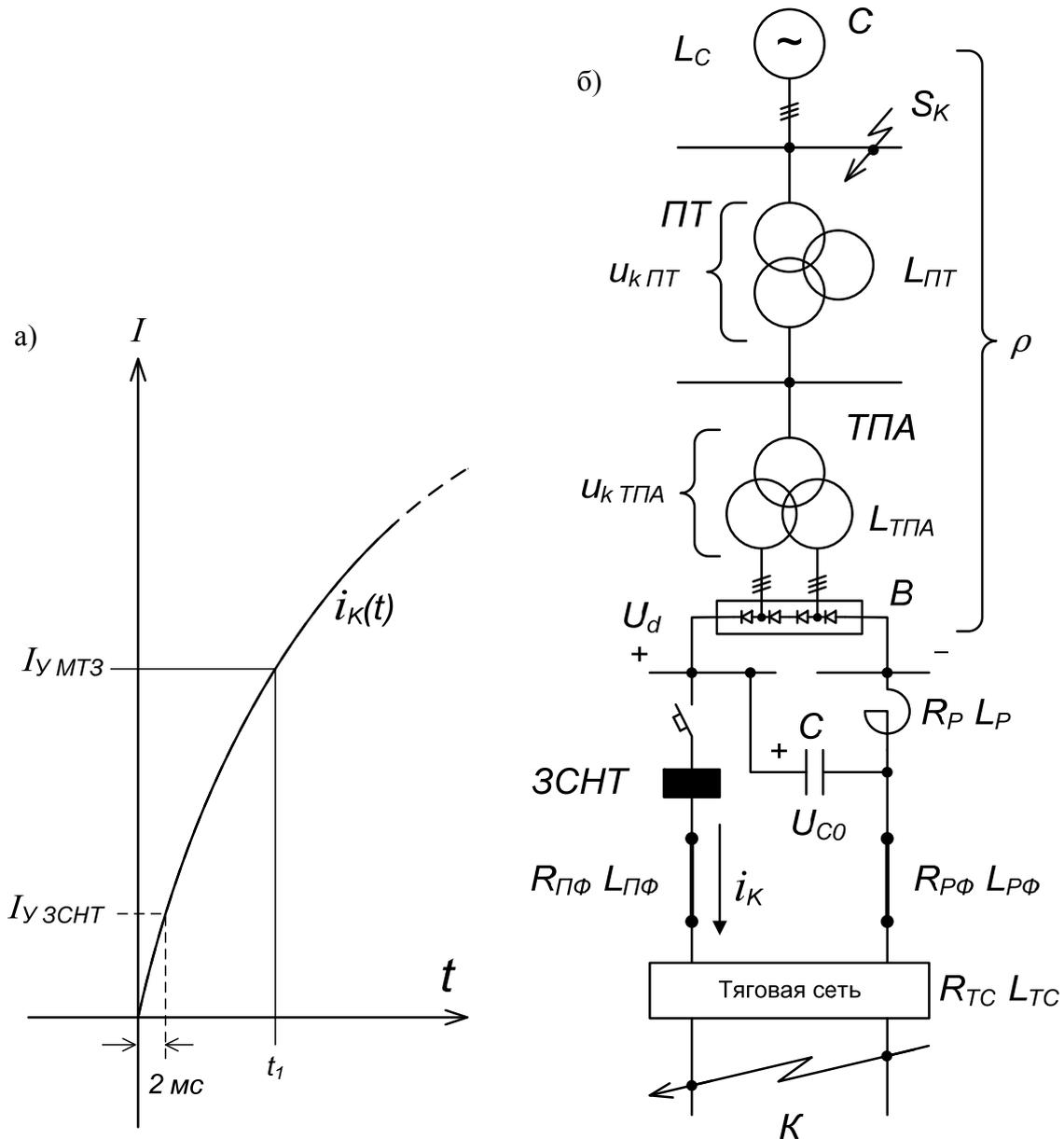


Рис.10. К вопросу о выборе уставки по критической скорости нарастания тока. ЗСНТ: сопоставление токов срабатывания: ЗСНТ ($I_{у.зснт}$) и МТЗ прямого направления тока ($I_{у.мтз}$) а) и электрическая схема цепи для определения критической скорости нарастания тока б).

4.1. Определение уставки по критической скорости нарастания тока

$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\text{уст.}}$.

Так как нас интересуют минимальные значения критической скорости нарастания тока, то расчеты должны производиться при максимальных значениях индуктивности элементов цепи к.з. в назначенной зоне её действия. Поэтому при расчётах (см. схему рис.10) должно быть принято:

- режим работы первичной питающей системы минимальный, при котором мощность трёхфазного короткого замыкания S_k на шинах первичного напряжения ТП минимальна;
- на ТП включены лишь один понизительный трансформатор и один преобразовательный агрегат;
- задана $l_{тс}$ – длина зоны контактной сети, в которой намечается действие ЗСНТ, км.

При оговоренных условиях составляющие L_c , $L_{пт}$ и $L_{тпа}$ выражения (4.1) могут быть найдены по формулам:

$$L_c = \frac{3 \cdot E_2^2}{S_k \cdot 314} \cdot 10^3, \text{ мГн} \quad (4.2)$$

$$L_{пт} = \frac{3 \cdot E_2^2 \cdot u_{к.пт}}{S_{пт} \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3, \text{ мГн} \quad (4.3)$$

$$L_{тпа} = \frac{3 \cdot E_2^2 \cdot u_{к.тпа}}{S_{тпа} \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3, \text{ мГн} \quad (4.4)$$

где: S_k , $S_{пт}$ и $S_{тпа}$ – соответственно мощность к.з. на шинах питающего напряжения (см. рис.10,б), мощности понизительного трансформатора ПТ и трансформатора преобразовательного агрегата ТПА МВА;

$u_{к.пт}$ и $u_{к.тпа}$ – напряжения короткого замыкания соответственно понизительного трансформатора (ПТ) и трансформатора преобразовательного агрегата (ТПА), %;

E_2 – фазное напряжения обмоток, питающих выпрямитель В преобразовательного агрегата, кВ. Для шестипульсовых преобразовательных агрегатов, собранных по нулевой или мостовой схемам, $E_2 = 3.04$ кВ. Для двенадцатипульсовых преобразовательных агрегатов, собранных по схеме с двумя последовательно-включёнными мостами $E_2 = 1.52$ кВ.

Примечание. Как будет показано далее (см. раздел 8. «Пример выбора уставок защит терминала ЦЗАФ-3,3 для конкретного участка ж.д.»), влияние индуктивностей первичной сети L_c и трансформаторов тяговой подстанции $L_{пт}$, $L_{тпа}$ на скорость нарастания тока короткого замыкания ничтожно мала и поэтому при определении уставки по критической скорости нарастания тока ими априори можно пренебречь.

Индуктивность реактора сглаживающего устройства определяется по исполненной схеме ТП.

Индуктивности питающего фидера контактной сети и рельсового фидера определяются по формулам [2] в соответствие с конкретными сечением и длиной фидеров.

Индуктивность $L_{тс}$ тяговой сети до места короткого замыкания определяется формулой тяговой сети и назначенной длиной зоны $l_{тс}$, в которой желают обеспечить работу ЗСНТ. Обычно назначается зона длиной не более 3÷4 км. Зависимость погонной индуктивности тяговой сети от её формулы см. табл. 4.1.

Таблица 4.1.

№ п/п	Характеристика участка тяговой сети, для которого определялась индуктивность	Обозначение	Величина индуктивности, мГн/км
1	Индуктивность однопутного участка тяговой сети при подвеске М-120 + 2МФ-100 и рельсах Р-65	L_1	2,04
2	Индуктивность одного пути двухпутного участка тяговой сети при подвеске М-120 + 2МФ-100 и рельсах Р-65	L_{11}	1,86
3	Индуктивность однопутного участка тяговой сети при подвеске М-120 + 2МФ-100 с усиливающим проводом А-150 и рельсах Р-65	L_{1y}	1,54
4	Индуктивность одного пути двухпутного участка тяговой сети при подвеске М-120 + 2МФ-100 с усиливающим проводом А-150 и рельсах Р-65	L_{11y}	1,31
5	Индуктивность двухпутного участка тяговой сети при полном параллельном соединении контактных сетей путей при подвесках М-120 + 2МФ-100 и рельсах Р-65	$L_{11,11}$	1,19
6	Индуктивность двухпутного участка тяговой сети при полном параллельном соединении контактных сетей путей при подвесках М-120 + 2МФ-100 с усиливающими проводами А-150 и рельсах Р-65	$L_{11y,11y}$	0,91

При заданных условиях можно с небольшим коэффициентом запаса в 0.85 от минимальной критической скорости нарастания принять

$$\left(\frac{di}{dt}\right)_{\text{уст.}} = 0.85 \left(\frac{di}{dt}\right)_{\text{макс}} = 0.85 \frac{U_{d0}}{L_{\Sigma}}, \text{ А/мс} \quad (4.5)$$

5. ЗАЩИТА ПО МИНИМАЛЬНОМУ НАПРЯЖЕНИЮ (ЗМН)

Защита по минимальному напряжению является резервной по отношению к МТЗ обратного направления тока, хотя, как будет показано ниже, имеет перед ней неоспоримые преимущества.

Защита (на расчётной схеме рис.11 она показана в виде зачернёного прямоугольника) включается между фидером контактной сети (шиной + 3,3 кВ выпрямленного тока) и внутренним контуром заземления постоянного тока (ВКПТ) тяговой подстанции, т.е. постоянно измеряет уровень напряжения между шиной + 3,3 кВ и ВКПТ ТП1.

ЗМН фидеров ТП1 должны действовать на отключение лишь при к.з. в РУ 3,3 кВ (точка K_5), поэтому их действия при к.з. в контактной сети (например

при к.з. в точке K_1) и нормальной работе выключателей фидеров должно блокироваться. Как и для МТЗ обратного направления тока (см. раздел 1) это достигается заданием ЗМН выдержки времени на отключение в $2 \div 2.5$ раза большей, нежели нормальное время отключения фидерного выключателя (БВ4 на рис.11).

Аналогичная картина должна наблюдаться и при работе ЗМН на фидерах ПС. ЗМН фидеров ПС должны действовать на отключение лишь при к.з. на землю на сборной шине ПС (точка K_6), поэтому их действия при к.з. в контактной сети (например, при к.з. в точке K_4 (см. рис.1) и нормальной работе выключателей фидеров ПС должно блокироваться. Как и для МТЗ обратного направления тока (см. раздел 1) это достигается заданием ЗМН фидеров ПС выдержки времени на отключение в $2 \div 2.5$ раза большей, нежели нормальное время отключения фидерного выключателя (БВ2 ПС на рис.1).

Таким образом, для ЗМН каждого фидера ТП и ПС следует выбрать уставки по минимальному напряжению и выдержке времени на отключение.

5.1. Выбор уставки ЗМН по минимальному напряжению $U_{уст}$.

Рассмотрим соображения по выбору уставкам по напряжению для ЗМН ТП1.

При нормальном режиме работы схемы через изоляторы И РУ-3,3 кВ (см. рис.11) протекают весьма незначительные токи утечки, вызываемые выпрямленными напряжениями:

- от собственных ПА по контуру: ПА – плюс шина РУ-3,3 кВ – сопротивление утечки ($R_{ут}$) изоляторов РУ-3,3 кВ. – ВКПТ – сопротивление растеканию контура заземления подстанции ($R_{кзп}$) – земля – входное сопротивление земля-рельсы ($R_{р.вх}$) вблизи подключения рельсового фидера к рельсам в точке a_1 – рельсовый фидер (РФ) – реактор сглаживающего устройства (PCY) – минус шина РУ-3,3 кВ – ПА.
- от ПА соседних ТП: фидера и контактные сети от соседних ТП – фидера контактной сети рассматриваемой ТП – плюс шина РУ-3,3 кВ – ($R_{ут}$) – ВКПТ – $R_{кзп}$ – земля – $R_{р.вх}$ соседних ТП – рельсовые фидера соседних ТП – PCY соседних ТП – минус шины РУ- 3,3 кВ соседних ТП – ПА.

Самым значительным сопротивлением в цепях этих контуров, тысячекратно превышающими все остальные вместе взятые, является сопротивление утечки ($R_{ут}$) изоляторов И РУ-3,3 кВ ТП1. Поэтому на изоляторах РУ-3,3 кВ в нормальном режиме эксплуатации падает напряжение практически равное напряжению U_d на выходах ПА, которое при нормальных условиях эксплуатации ТП1 и замеряется ЗМН.

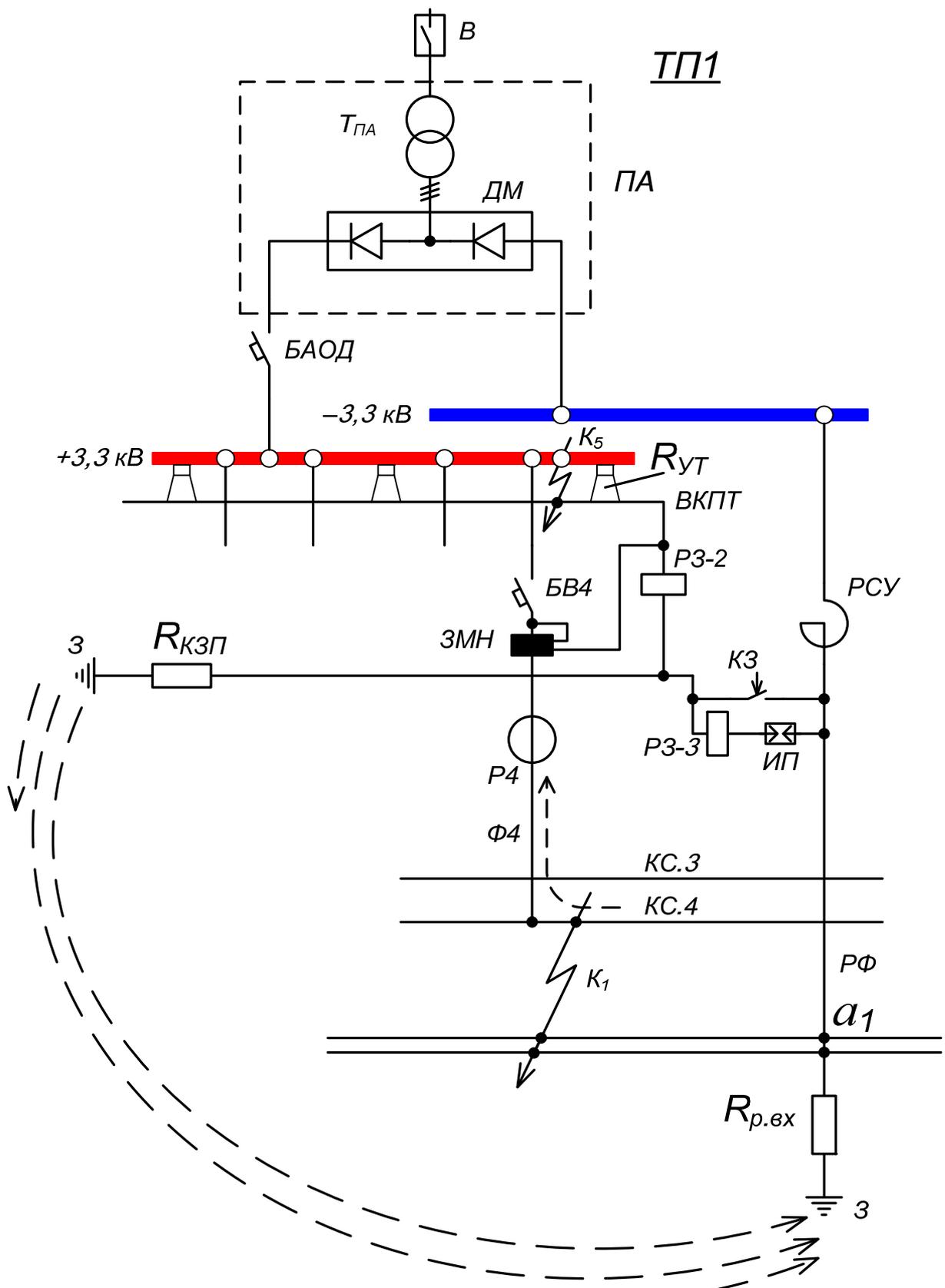


Рис.11. К определению уставки по ЗМН.

Однако при коротком замыкании в РУ-3,3 кВ (точка K_5) через место к.з. по тем же контурам, что и токи утечки, начинают протекать аварийные токи:

- от собственных ПА по контуру: ПА – плюс шина РУ-3,3 кВ – место к.з. (точка K_5) – ВКТП – сопротивление растеканию контура заземления подстанции ($R_{кзп}$) – земля – входное сопротивление земля-рельсы ($R_{р.вх}$) вблизи подключения рельсового фидера к рельсам в точке a_1 – рельсовый фидер (РФ) – реактор сглаживающего устройства (PCY) – минус шина РУ-3,3 кВ – ПА.
- от ПА соседних ТП: фидера и контактные сети от соседних ТП – фидера контактной сети рассматриваемой ТП – плюс шина РУ-3,3 кВ – место к.з. (точка K_5) – ВКТП – $R_{кзп}$ – земля – $R_{р.вх}$ соседних ТП – рельсовые фидера соседних ТП – PCY соседних ТП – минус шины РУ- 3,3 кВ соседних ТП – ПА.

Эти аварийные токи незначительны и, как сказано выше в разделе 1, не могут привести в действие МТЗ фидеров обратного направления до тех пор, пока по сигналу реле заземления РЗ1, РЗ2 или РЗ3 не включится короткозамыкатель КЗ, который замкнет КЗП непосредственно на рельсовый фидер и увеличит токи к.з. от соседних ТП до их нормальных значений. Эти токи заставят сработать все МТЗ обратного направления всех фидеров рассматриваемой ТП и, тем самым, локализуют короткое замыкание в точке K_5 . Однако ЗМН, если правильно выбрать её уставку по минимальному напряжению, срабатывают сразу же в момент к.з., не дожидаясь замыкания короткозамыкателя КЗ и на время срабатывания КЗ (0.3÷0.4 с) уменьшают время протекания аварийного тока через место к.з. – точку K_5 . Это является очень важным преимуществом ЗМН перед МТЗ обратного направления тока.

Наибольшее сопротивление аварийной цепи приходится на сопротивление растекания контура заземления (КЗП) ТП1. Если бы не возможное образование дуги в месте к.з. между + шиной ТП1 и ВКТП, то ЗМН фидеров ТП1 замеряли бы при этом нулевое напряжение (к.з. уравнило бы потенциалы + шины и ВКТП ТП1). Однако если учесть, что короткое замыкание в точке K_5 может быть дуговым, то следует ЗМН фидеров задать уставку с запасом 2÷2.5 раза большей, чем возможное падение напряжения в дуге. При опорных изоляторах типа РФ напряжение устойчиво горячей дуги между + шиной ТП1 и ВКТП может составлять 250÷350 В. Поэтому с учётом коэффициентов запаса уставка ЗМН по минимальному напряжению $U_{уст}$ может быть принята равной 500÷875 В. При таких уставках ЗМН фидеров ТП срабатывают не дожидаясь работы короткозамыкателя (КЗ), что является её большим преимуществом.

Токи короткого замыкания в точке K_1 по величине и аварийным условиям эквивалентны токам к.з. в точке K_5 , однако к.з. в K_1 не приводит к отключению выключателей фидеров, так как ЗМН всех фидеров имеет выдержку времени на отключение.

5.2. Выбор уставок ЗМН по выдержке времени на отключение $\Delta t_{\text{ЗМН}}$.

Как и МТЗ обратного действия ЗМН должны иметь выдержку времени на отключение в $2 \div 2.5$ раза большую, чем времена отключения выключателей фидеров ТП. Поэтому для выбора $\Delta t_{\text{ЗМН}}$ в зависимости от типов выключателей, установленных на фидерах ТП, можно следовать табл.3.1, принимая $\Delta t_{\text{ЗМН}} = \Delta t_{\text{дз}}$.

6. ЗАЩИТА ПО ПОВЫШЕННОМУ НАПРЯЖЕНИЮ (ЗПН)

В нынешних системах тягового электроснабжения постоянного тока причины, по которым на шинах ТП или ПС возможны появления не только длительные (в течение времени, измеряемого секундами), но даже и кратковременные (в течение $50 \div 100$ мс) повышения напряжения свыше 4000, отсутствуют. Поэтому ЗПН пока что следует считать защитой завтрашнего дня, т.е. могущей быть востребованной лишь тогда, когда на электрифицированных железных дорогах появятся постоянно и стабильно работающий рекуперирующий электроподвижной состав или же емкостные или другие накопители энергии.

Другими словами ЗПН может понадобиться в ситуациях, когда будут возможны аварийные, ныне ненаблюдаемые режимы: срыв рекуперации или же выход из строя устройств регулирования напряжения на выходе накопителей энергии.

7. КВАЗИТЕПЛОВАЯ ЗАЩИТА (КВТЗ)

7.1. Теоретические сведения по построению квазитепловой защиты проводов контактной подвески.

Приставка или префикс "квази" происходит от латинского "quasi", что переводиться как "яко бы", "как будто". Употребляется как первая часть сложных слов, имеющих значение мнимый, ненастоящий (Толковый словарь Ушакова). Такую же трактовку имеет и приставка "псевдо", происходящая от греческого "pséudos", что переводиться как ложь. Употребляется как часть сложных слов, означающая ложный, мнимый, кажущийся, иногда — поддельный (Большая советская энциклопедия). Таким образом, существует два равнозначных названия для данной защиты: квазитепловая и псевдотепловая. Что же в ней такого мнимого, ненастоящего?

Защита контролирует изменение температуры контактного провода контактной подвески тяговой сети электрифицированных железных дорог. Чрезмерный нагрев проводов контактной сети может привести к так называемому отжигу и к потере механической прочности (под действием собственного веса отожженные провода растягиваются и ложатся на рельсы). Такой нагрев может быть вызван длительным протеканием токов большой величины из диапазона рабочих токов. Под диапазоном рабочих токов, при

повествовании о квазитепловой защите, будем понимать такие токи, которые не привели к срабатыванию ни одной из защит, описанных ранее. Следует отметить, что токи, приводящие к отжигу проводов, могут сформироваться наложением на токи ЭПС в режиме тяги пусковых токов ЭПС, а также и токов коротких замыканий, которые оказались нечувствительными для всех ранее описанных видов защит.

Проводить измерение температуры контактного провода по всей его длине не представляется возможным ввиду его протяженности. Да и контролировать температуру по всей длине нет необходимости, так как наиболее нагретые участки контактного провода в условиях отсутствия рекуперации, при одинаковом износе его по длине и одинаковых погодных условиях, всегда будут находиться на участках фидерных зон от подстанции до ближайшей нагрузки. Непосредственное измерение температуры контактного провода путем использования термопар, вплавленных в контактный провод, связано с рядом технических трудностей, среди которых можно отметить: необходимость обеспечения гальванической развязки сигнала от термопары; чистоты его передачи на устройство обработки, которое должно находиться на подстанции, так как выход тепловой защиты воздействует на БВ защищаемого фидера. Дистанционные способы измерения температуры проводов возможны с применением, так называемых, тепловизоров. Однако они достаточно дороги, а на одну подстанцию их потребуется минимум 4 штуки. Более того, установка их вблизи контактного провода может сделать их легкой добычей для воров и вандалов.

Одним из наиболее простых технических решений по определению температуры проводов контактной сети является измерение тока, протекающего по проводам контактной подвески, и вычисление их температуры с использованием уравнения теплового баланса. Таким образом, непосредственное или прямое измерение температуры провода заменяется косвенным методом, в котором измеряется ток, являющийся основной причиной нагрева провода, и вычисляется температура провода. Отсюда и название защиты – казитепловая или псевдотепловая.

Для составления уравнения теплового баланса необходимо определить, какие физические процессы определяют нагрев и остывание проводов контактной сети. Очевидно, что к таким, наиболее значимым процессам, можно отнести:

- выделение тепла в проводнике от протекающего по нему тока вследствие наличия активного сопротивления;
- нагревание провода солнечными лучами или солнечной радиацией;
- изменение внутренней энергии проводов контактной сети или их теплоемкости;
- излучение энергии с поверхности нагретого провода или его теплоотдача.

На данные физические процессы будут оказывать влияние следующие факторы:

- износ контактного провода. По нормам эксплуатации контактных проводов допускается их 30% износ. Износ будет уменьшать сопротивление контактного провода, его теплоемкость и теплоотдачу вследствие уменьшения площади поперечного сечения провода и его массы;

- материал и состояние провода контактной подвески. Медный или алюминиевый; новый, окисленный или почерневший. Данные факторы будут влиять на теплоотдачу с поверхности провода;

- скорость ветра и его направление по отношению к оси провода. Ветер относится к охлаждающему фактору и чем больше его скорость, тем больше охлаждение. Если ветер дует перпендикулярно оси провода, то охлаждение максимальное. Если вдоль оси провода – охлаждение меньшее. К тому же поток воздуха может быть турбулентизированным, т.е. завихренным, с многочисленными нелинейными фрактальными и обычными линейными различных размеров волнами, что также приводит к изменению условий охлаждения.

Нагреванием контактного провода от трения токоприемником, а также инфракрасным излучением с поверхности земли, близлежащих объектов и от подвижного состава, пренебрежем ввиду его крайней незначительности. Также не будем учитывать намокание проводов в дождь и снег, и образование льда на проводах контактной сети при низких температурах. Безусловно, процессы теплоотдачи и нагревания солнечной радиацией мокрых или покрытых льдом проводов будут идти по другому, однако данные факторы явно будут приводить к охлаждению проводов и снижать их температуру.

Исследования показывают, что из всех проводов подвески контактной сети во всех режимах ее работы в наиболее тяжелых условиях по нагреву находится контактный провод [9]. По этой причине, рассмотрение процессов нагревания всех других проводов контактной подвески далее исключим, и будем далее рассматривать только нагревание контактного провода.

Уравнение теплового баланса для контактного провода выглядит следующим образом:

$$I^2 \cdot R \cdot dt = C \cdot dQ_t + k \cdot Q_t \cdot dt \quad (7.1)$$

где I – ток в контактном проводе, А;

R – сопротивление единицы длины контактного провода, $\frac{\text{Ом}}{\text{м}}$;

Q_t – текущий перегрев контактного провода, т.е. разность между температурой провода и температурой окружающей среды (воздуха), °С;

C – теплоемкость контактного провода (принимается независимой от температуры и рассчитывается для температуры 100 °С), $\frac{\text{Вт}\cdot\text{с}}{\text{°С}\cdot\text{м}}$;

k – удельная теплоотдача со всей поверхности контактного провода, $\frac{\text{Вт}}{\text{°С}\cdot\text{м}}$;

t – текущее время, с;

В условиях ограниченности временного и вычислительного ресурса микроконтроллера терминала ЦЗАФ-3,3 используется кусочно-линейное приближение, при котором параметры тепловой модели провода на каждом шаге интегрирования постоянны. Решение дифференциального уравнения (расчетная формула процесса нагревания контактного провода), в этом случае, имеет вид:

$$Q_t = \frac{I^2 \cdot R}{k} \cdot \left(1 - e^{-\frac{k}{c}t}\right) + Q_0 \cdot e^{-\frac{k}{c}t}, \quad (7.2)$$

где Q_0 – начальный перегрев °С;

Учет температурной зависимости сопротивления ведется по формуле:

$$R = R_0 \cdot \left(1 + \alpha \cdot (t_{\text{окр}} + Q_0)\right), \quad (7.3)$$

где R_0 – сопротивление единицы длины контактного провода, измеренное при температуре 0 °С, $\frac{\text{Ом}}{\text{м}}$;

α – температурный коэффициент сопротивления (принимается независимым от температуры провода), $\frac{1}{^\circ\text{С}}$ ($\alpha_{\text{меди}} = 0.0038$; $\alpha_{\text{алюминия}} = 0.0039$; $\alpha_{\text{ПБСМ}} = 0.004$; $\alpha_{\text{ПБСА}} = 0.004$);

$t_{\text{окр}}$ – температура воздуха, считанная со специального датчика температуры или переданная по каналам АСУ, °С;

Так как терминал ЦЗАФ-3,3 отслеживает общий ток фидера (подвески) I_t , то в расчетной формуле (7.2) ток контактного провода I следует выразить через этот общий ток I_t и коэффициент деления тока K_d для вычисления доли общего тока, протекающего через конкретный провод в совокупности проводов (подвески). Учитывая, что контактная подвеска может состоять из несущего, контактного и усиливающего проводов, а критическим, с точки зрения тепловой защиты является контактный провод, то коэффициент деления тока K_d для контактного провода вычисляется по формуле:

- если контактная подвеска состоит из несущего и контактного проводов,

$$\text{то } K_d = \frac{R_n}{R_k \cdot n_n + R_n \cdot n_k}; \quad (7.4)$$

- если контактная подвеска состоит из несущего, контактного и

$$\text{усиливающего проводов то } K_d = \frac{R_n \cdot R_y}{R_y \cdot R_k \cdot n_n + R_n \cdot R_k \cdot n_y + R_n \cdot R_y \cdot n_k}; \quad (7.5)$$

где R_n , R_k , R_y – сопротивление единицы длины несущего, контактного и усиливающего проводов соответственно, $\frac{\text{Ом}}{\text{м}}$. Сопротивление контактного провода должно браться с учетом его износа (Таблица 7.1., Таблица 7.2. и Таблица 7.3.);

n_n , n_k , n_y – число несущих, контактных и усиливающих проводов соответственно.

С учетом всего сказанного, расчетная формула (7.2) преобразуется в следующий вид:

$$Q_{t=0} = \frac{(I_{t=0} \cdot K_d)^2 \cdot R_0 \cdot \left(1 + \alpha \cdot (t_{\text{окр}} + Q_{t=-\Delta t})\right)}{k} \cdot \left(1 - e^{-\Delta t \frac{k}{c}}\right) + Q_{t=-\Delta t} \cdot e^{-\Delta t \frac{k}{c}} \quad (7.6)$$

где Δt – шаг дискретизации для КТЗ, равный 1 сек;

$I_{t=0}$ – текущий ток фидера, А;

$C = c_0 \cdot m$;

$k = F \cdot a_t$;

c_0 – удельная теплоемкость провода, $\frac{\text{Вт}\cdot\text{с}}{^\circ\text{С}\cdot\text{кг}}$. c_0 для меди (материала контактного провода) равна $391 \frac{\text{Вт}\cdot\text{с}}{^\circ\text{С}\cdot\text{кг}}$;

m – масса единицы длины провода, $\frac{\text{кг}}{\text{м}}$ (Таблица 7.2. и Таблица 7.3.);

F – площадь поверхности единицы длины провода, $\frac{\text{м}^2}{\text{м}}$ (Таблица 7.2. и Таблица 7.3.);

a_t – результирующий коэффициент теплоотдачи провода, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^2\cdot^\circ\text{С}}$ (Таблица 7.2. и Таблица 7.3.);

$Q_{t=-\Delta t}$ – перегрев провода, который был Δt секунд назад, $^\circ\text{С}$,

$Q_{t=0}$ – текущий перегрев провода, $^\circ\text{С}$.

Формулу (7.4) можно упростить следующим образом:

$$Q_{t=0} = I_{t=0}^2 \cdot K_H \cdot (1 + \alpha \cdot T_{\text{кп}}) \cdot (1 - e^{-\Delta t \cdot K_0}) + Q_{t=-\Delta t} \cdot e^{-\Delta t \cdot K_0}, \quad (7.7)$$

где $K_H = \frac{K_D^2 \cdot R_0}{k} = \frac{K_D^2 \cdot R_0}{F \cdot a_t}$ – коэффициент нагревания; (7.8)

$K_0 = \frac{F \cdot a_t}{c_0 \cdot m}$ – коэффициент остывания; (7.9)

$T_{\text{кп}}$ – температура контактного провода, $^\circ\text{С}$.

Сопротивления несущих и усиливающих проводов.

Таблица 7.1.

Марка провода	R_H и $R_y, \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$
М95	0,000177
М120	0,000143
А120	0,000228
А150	0,00018
А185	0,000145
МГ70	0,000244
МГ95	0,000179
ПБСА50/70	0,000515
ПБСМ70	0,000613
ПБСМ95	0,000413

Формула (7.7) не учитывает нагревание от солнечной радиации. В соответствии с ГОСТ 15150-69 для поверхностей, подверженных нагреву солнцем, необходимо учитывать их дополнительный нагрев за счет энергии солнечного излучения при нормативном значении поверхностной плотности потока энергии $E = 1125 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$. Исследования показывают, что учет дополнительного нагрева за счет энергии солнечного излучения приводит к изменению температуры контактного провода на постоянную составляющую в

5-7 градусов. Учет этого дополнительного нагревания можно учесть занижением уставки по температуре для исключения отжига контактного провода. При отсутствии солнца при облачности, в ранние утренние, вечерние и ночные часы это будет приводить к крайне редким ложным срабатываниям КВТЗ. Если не учитывать данный вид дополнительного нагрева, то в солнечные дни уставку по температуре можно занижать на 5-10 градусов. Поскольку частые изменения уставок не практикуются, то отсутствие солнца может привести к крайне редким ложным срабатываниям КВТЗ.

Измерение скорости ветра, его направления и турбулентности также является достаточно сложной и трудоемкой задачей. Наличие ветра является охлаждающим фактором, а значит, неучет ветра может привести к редким ложным срабатываниям, так как математическая модель без данного охлаждающего фактора будет вычислять более высокую температуру контактного провода, чем она будет на самом деле. Хуже будет ситуация, когда ветра не будет вообще, а математическая модель будет считать температуру провода с его учетом. Тогда реальная температура будет выше расчетной, что может привести к отжигу. Исследования показывают, что в окрестности контактной подвески из-за естественного нагрева и остывания воздушных масс (также нагрев происходит и самими проводами контактной подвески), даже в безветренную погоду, конвекция приводит к перемещению воздушных масс, что эквивалентно скорости ветра в 1 м/с. Коэффициент теплоотдачи a_t рассчитан именно для данной скорости ветра.

Условие срабатывания КВТЗ выглядит следующим образом.

При достижении рассчитанной температуры контактного провода (по формуле (7.6) и температуре наружного воздуха) температуры срабатывания предупредительной сигнализации $T_{пред}$ срабатывает предупредительная сигнализация без отключения БВ. Дело в том, что превышение длительно допустимой температуры не приводит к мгновенному отжигу, в отличие от превышения предельно допустимой температуры $T_{уст}$. Ток фидера может уменьшиться и температура контактного провода вернется в норму. $T_{пред}$ соответствует длительно допустимой температуре нагрева провода [10] и выбирается в зависимости от материала контактного провода по таблице 7.4.

При достижении рассчитанной температуры контактного провода предельно допустимой температуры контактного провода $T_{уст}$ происходит отключение БВ.

Параметры контактных проводов типа МФ, МФО.

Таблица 7.2.

Марка провода	Износ, %	$F, \frac{м^2}{м}$	$R_K, \frac{Ом}{м}$	$m, \frac{кг}{м}$	$a_t, \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	
					Новый	Грязный, окисленный
МФ85	0	0,037	0,000192	0,755	25,843	32,5
	5	0,0361	0,000201	0,717	26,086	32,735
	10	0,0354	0,000211	0,68	26,253	32,932
	15	0,0348	0,00022	0,642	26,424	33,1

Марка провода	Износ, %	$F, \frac{м^2}{м}$	$R_K, \frac{Ом}{м}$	$m, \frac{кг}{м}$	$a_t, \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	
					Новый	Грязный, окисленный
	20	0,0343	0,00023	0,604	26,600	33,246
	25	0,0339	0,000239	0,567	26,690	33,377
	30	0,0335	0,000249	0,529	26,780	33,5
МФ100	0	0,0404	0,000164	0,89	25,020	31,6
	5	0,0402	0,000173	0,849	25,090	31,7
	10	0,0399	0,000181	0,805	25,162	31,73
	15	0,0396	0,000189	0,757	25,234	31,8
	20	0,0392	0,000197	0,707	25,307	31,9
	25	0,0388	0,000204	0,655	25,381	31,93
	30	0,0384	0,000212	0,602	25,531	32
МФ150	0	0,0486	0,000108	1,335	23,415	29,8
	5	0,0483	0,000114	1,268	23,469	29,87
	10	0,0477	0,000119	1,202	23,580	29,97
	15	0,0471	0,000125	1,135	23,693	30,1
	20	0,0464	0,00013	1,068	23,808	30,25
	25	0,0456	0,000136	1,002	23,984	30,4
	30	0,0447	0,000141	0,935	24,166	30,6
МФО100	0	0,043	0,000163	0,89	24,481	31
	5	0,0429	0,000171	0,849	24,481	31,01
	10	0,0428	0,000179	0,805	24,546	31,04
	15	0,0425	0,000187	0,757	24,611	31,1
	20	0,0421	0,000195	0,707	24,678	31,21
	25	0,0415	0,000204	0,655	24,812	31,34
	30	0,0409	0,000212	0,602	24,950	31,5

Параметры контактных проводов типа НЛОпф, БрЦрф, БрМрЦрф, БрЖФ.

Таблица 7.3.

Марка провода	Износ, %	$F, \frac{м^2}{м}$	$R_K, \frac{Ом}{м}$	$m, \frac{кг}{м}$	$a_t, \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	
					Новый	Грязный, окисленный
НЛОпф150	0	0,0486	0,000114	1,335	25,020	30,3
	5	0,0482	0,00012	1,268	25,090	30,4
	10	0,0477	0,000125	1,202	25,162	30,5
	15	0,0471	0,000131	1,135	25,234	30,6
	20	0,0464	0,000137	1,068	25,307	30,8
	25	0,0456	0,000142	1,002	25,381	30,98
	30	0,0447	0,000148	0,935	25,456	31,2
БрЦрф100	0	0,0404	0,000185	0,89	23,415	32,5
	5	0,0402	0,000195	0,849	23,524	32,57
	10	0,0399	0,000204	0,805	23,580	32,63
	15	0,0396	0,000213	0,757	23,693	32,7
	20	0,0393	0,000222	0,707	23,808	32,77
	25	0,039	0,000231	0,655	23,984	32,83
	30	0,0387	0,00024	0,602	24,166	32,9
БрЦрф150	0	0,0486	0,000123	1,335	25,020	30,8

Марка провода	Износ, %	$F, \frac{м^2}{м}$	$R_K, \frac{Ом}{м}$	$m, \frac{кг}{м}$	$a_t, \frac{Вт}{м^2 \cdot ^\circ C}$	
					Новый	Грязный, окисленный
	5	0,0482	0,00013	1,268	25,090	30,84
	10	0,0477	0,000136	1,202	25,162	30,91
	15	0,0471	0,000142	1,135	25,234	31
	20	0,0464	0,000148	1,068	25,307	31,14
	25	0,0456	0,000154	1,002	25,381	31,31
	30	0,0447	0,00016	0,935	25,456	31,5
	БрМрЦрф100	0	0,0404	0,000199	0,89	23,415
5		0,0401	0,000209	0,849	23,524	32,67
10		0,0399	0,000219	0,805	23,580	32,73
15		0,0396	0,000229	0,757	23,693	32,8
20		0,0393	0,000239	0,707	23,808	32,87
25		0,039	0,000249	0,655	23,984	32,93
30		0,0387	0,000259	0,602	24,166	33
БрМрЦрф150	0	0,0486	0,000132	1,335	25,020	30,7
	5	0,0483	0,000139	1,268	25,090	30,79
	10	0,0477	0,000145	1,202	25,162	30,88
	15	0,0471	0,000152	1,135	25,234	31
	20	0,0464	0,000159	1,068	25,307	31,15
	25	0,0456	0,000165	1,002	25,381	31,32
	30	0,0447	0,000172	0,935	25,456	31,5
БрЖФ100	0	0,0404	0,000246	0,89	23,415	32,7
	5	0,0401	0,000248	0,849	23,469	32,73
	10	0,0399	0,000253	0,805	23,580	32,77
	15	0,0396	0,000261	0,757	23,693	32,8
	20	0,0393	0,000271	0,707	23,808	32,83
	25	0,039	0,000283	0,655	23,984	32,87
	30	0,0387	0,000296	0,602	24,166	32,9

Длительно допустимая температура нагрева проводов.

Таблица 7.4.

Тип провода	Длительно допустимая температура нагрева (20 минут и более), °C
Медный контактный	95
Низколегированный	110
Бронзовый, сталемедный, биметаллический	120

7.2. Выбор уставок квазитепловой защиты.

Уставками КВТЗ являются:

- коэффициент нагревания контактного провода K_H ;
- коэффициент остывания контактного провода K_O ;
- средняя температура окружающей среды T_c ;
- температура срабатывания предупредительной сигнализации $T_{пред}$;

- предельно допустимая температура контактного провода $T_{уст}$.

Начнем с определения коэффициента нагревания контактного провода K_n (формула 7.8).

F и a_t определяются по таблицам 7.2 и 7.3 в зависимости от марки контактного провода и его износа. R_0 принимается равным R_k и выбирается по таблицам 7.2 и 7.3. Коэффициент деления тока в зависимости от формулы подвески определяется по формулам (7.4) или (7.5), при этом R_n и R_y определяются по таблице 7.1 в зависимости от марок несущего и усиливающего проводов. R_k выбирается по таблицам 7.2 и 7.3 в зависимости от марки контактного провода и его износа. n_n , n_y и n_k соответствуют количеству несущих, усиливающих и контактных проводов.

Коэффициента остывания контактного провода K_o (формула 7.9).

F , a_t и m определяются по таблицам 7.2 и 7.3 в зависимости от марки контактного провода и его износа. c_0 для медного контактного провода равно $391 \frac{Вт \cdot с}{°С \cdot кг}$, для сталемедных проводов – $434 \frac{Вт \cdot с}{°С \cdot кг}$, для сталеалюминиевых проводов – $564 \frac{Вт \cdot с}{°С \cdot кг}$.

Средняя температура окружающей среды T_c . Данная уставка вводится по каналам АСУ. Если подключение к каналам АСУ на данной тяговой подстанции невозможно, то необходимо ввести среднедневную температуру окружающей среды района данной тяговой подстанции. Ввод температуры необходимо осуществлять не реже одного раза в месяц. Данные по температуре необходимо брать из официальных краткосрочных прогнозов по территории России выпускаемые специалистами территориальных управлений Росгидромета (http://meteoinfo.ru/status_mrf).

Температура срабатывания предупредительной сигнализации $T_{пред}$.

$T_{пред}$ выбирается в зависимости от материала контактного провода по таблице 7.4. В солнечный безветренный день, если ясное солнце светит более 2 часов, уставку $T_{пред}$ можно снизить на 5-10°C. После срабатывание предупредительной сигнализации КВТЗ необходимо проследить за динамикой изменения тока фидера. Если ток фидера умноженный на коэффициент K_d превышает значение 500 А более 15 минут, то необходимо связаться с энергодиспетчером для выяснения причин протекания такого тока.

Предельно допустимая температура контактного провода $T_{уст}$.

$T_{уст}$ принимается равной 140°C. В солнечный безветренный день, если ясное солнце светит более 2 часов, уставку $T_{уст}$ можно снизить на 5-10°C.

8. ПРИМЕР ВЫБОРА УСТАВОК ЗАЩИТ ТЕРМИНАЛА ЦЗАФ-3,3 ДЛЯ КОНКРЕТНОГО УЧАСТКА Ж.Д.

Для ТП1 и ПС двухпутного электрифицированного участка ж.д. постоянного тока (см. рис.1) требуется выбрать уставки всех защит терминалов ЦЗАФ-3,3, обслуживающих выключатели БВ4 фидера Ф4 ТП1 и БВ2 фидера Ф2 ПС.

Участок электрифицированной ж.д. характеризуется следующими параметрами:

- Расстояние от ТП1 до ПС $l_{\text{ТП1-ПС}} = 7$ км, от ПС до ТП2 $l_{\text{ПС-ТП2}} = 8$ км;
- Тяговая сеть на обоих путях участка одинакова и выполнена по формуле: контактная подвеска М120 + 2 МФ100 + А185, рельсы Р65. Контактный провод имеет 0% износа. Состояние проводов – новые;
- Питающие фидера Ф4 ТП1 и Ф2 ТП2 выполнены жгутами из 4-х проводов А185. Длины фидеров равны соответственно $l_{\text{Ф4.ТП1}} = 2$ км, $l_{\text{Ф2.ТП2}} = 0.6$ км.
- Рельсовые (отсасывающие) фидера РФ ТП1 и ТП2 выполнены жгутами из 5-ти проводов АС185/24. Длины фидеров равны соответственно $l_{\text{РФ.ТП1}} = 0.4$ км, $l_{\text{РФ.ТП2}} = 0.6$ км.
- ТП1 и ТП2 оснащены каждая 2-мя понизительными трансформаторами ТДТН-25000/220 с $u_k = 17.5\%$ между первичной обмоткой и обмоткой низкого напряжения 10 кВ, питающей преобразовательные агрегаты.
- Мощность трехфазного короткого замыкания на шинах первичного напряжения 220 кВ ТП1 равна 1800 МВА;
- ТП1 и ТП2 оснащены каждая 2-мя двенадцатипульсовыми преобразовательными агрегатами с трансформаторами ТДП-2500/10ЖУ1 номинальной мощностью 11.8 МВА и $u_k = 7\%$;
- Сглаживающие устройства ТП1 и ТП2 оборудованы реакторами с индуктивностью 6 мГн.
- Фидера тяговой сети ТП1 и ПС оснащены одиночными выключателями постоянного тока типа GE Rapid 4207 2x4.;
- На рассматриваемом участке обращаются электровозы ВЛ11 и четырёхсекционные поезда ЭР22.

8.1. Выбор уставок двунаправленной максимальной токовой защиты (МТЗ)

Выбору подлежат

- Уставка МТЗ прямого направления тока $I_{\text{у.пр}}$;
- Уставка МТЗ обратного направления тока $I_{\text{у.обр}}$;
- Уставка по выдержке времени на срабатывание МТЗ обратного направления тока $\Delta t_{\text{обр}}$.

Выбор уставок МТЗ прямого направления тока для фидера Ф4 ТП1.

Выбор уставки по току для МТЗ прямого направления тока.

Как сказано в настоящей Инструкции (см. раздел 1) МТЗ прямого направления тока выполняется как токовая отсечка.

Уставка отсечки $I_{у.пр}$ определяется по формуле (1.1) инструкции $I_{у.пр} = 1.15I_{к4}$ (1.1) в которой $I_{к4}$ – максимальный ток к.з. в конце зоны в точке K_4 у ПС, определённый при условии, что между ТП1 и ПС в работе находится лишь контактная сеть одного пути [2].

$$I_{к4} = \frac{U_{d0}}{R_{\Sigma}}, \quad (\text{п.1})$$

$$R_{\Sigma} = R_{\text{пф.ТП1}} + R_{\text{рф.ТП1}} + r_{\text{к}}l_{\text{ТП1-ПС}} + \frac{r_{\text{р}}l_{\text{ТП1-ПС}}}{2}. \quad (\text{п.2})$$

В (п.2): $R_{\text{пф.ТП1}}$ и $R_{\text{рф.ТП1}}$ – соответственно сопротивления питающего и рельсового фидеров ТП1. Они легко определяются по длинам этих фидеров $l_{\text{ф4.ТП1}}$ и $l_{\text{рф.ТП1}}$, погонным сопротивлениям проводов, из которых они выполнены $r_{\text{пф.ТП1}}$ и $r_{\text{рф.ТП1}}$, и количеству проводов в каждом из них соответственно n и m :

$$R_{\text{пф.ТП1}} = r_{\text{пф.ТП1}} \cdot \frac{l_{\text{ф4.ТП1}}}{n}, \quad (\text{п.3})$$

$$R_{\text{рф.ТП1}} = r_{\text{рф.ТП1}} \cdot \frac{l_{\text{рф.ТП1}}}{m}. \quad (\text{п.4})$$

$l_{\text{ТП1-ПС}}$ – расстояние от ТП1 до ПС;

$r_{\text{к}}$ и $r_{\text{р}}$ – погонные сопротивления контактной сети и рельсов одного пути соответственно. Значения этих погонных сопротивлений найдём в [2] по таблицам 4.3 и 4.7, а значения $r_{\text{пф.ТП1}}$ и $r_{\text{рф.ТП1}}$ – по таблице 4.1.

Подставляя найденные значения в формулы (п.2), (п.3) и (п.4), найдём:

$$R_{\text{пф.ТП1}} = 0.154 \cdot 1.074 \cdot \frac{2}{4} = 0.0827 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{рф.ТП1}} = 0.154 \cdot 1.074 \cdot \frac{0.4}{5} = 0.01323 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{к}}l_{\text{ТП1-ПС}} = 0.044 \cdot 1.074 \cdot 7 = 0.331 \text{ Ом};$$

$$\frac{r_{\text{р}}l_{\text{ТП1-ПС}}}{2} = 0.014 \cdot 1.074 \cdot \frac{7}{2} = 0.049 \text{ Ом}.$$

Здесь 1.074 – температурный коэффициент приведения сопротивлений проводов и рельсов к расчётной температуре 40°C.

Суммируя полученные значения найдём:

$$R_{\Sigma} = 0.0827 + 0.01323 + 0.331 + 0.049 = 0.476 \text{ Ом}.$$

После этого формуле (п.1) определяем:

$$I_{к4} = \frac{3300}{0.476} = 6934 \text{ А}.$$

По формуле (1.1) Инструкции находим искомое значение тока отсечки – уставки МТЗ прямого направления тока.

$$I_{у.пр} = 1.15 \cdot 6934 = 7970 \approx 8000 \text{ А}.$$

Выбор уставки по времени для МТЗ прямого направления тока.

Уставка по времени МТЗ прямого направления тока выполняется нулевой.

Выбор уставок МТЗ обратного направления тока для фидера Ф4 ТП1.

Выбор уставки по току для МТЗ обратного направления тока.

Как сказано в настоящей Инструкции МТЗ обратного направления тока выполняется как максимальная токовая защита каскадного действия. Каскадность действия объясняется тем, что защита срабатывает при к.з. в точке K_5 (см. рис.1) только после срабатывания реле земляной защиты и включения короткозамыкателя КЗ (подробнее см. раздел 1 настоящей Инструкции). Исходя из этого уставки фидеров тяговой сети при обратном направлении тока $I_{y.обр}$ должны отвечать условию $I_{y.обр} = \frac{I_{к5}}{1.5}$ (1.2), где $I_{к5}$ – ток фидера Ф4 обратного направления к точке K_5 после срабатывания короткозамыкателя, определяемый по расчётной схеме рис.2 и формуле (1.4):

$$I_{к5} = \frac{U_d}{R_1 + 2(R_3 + R_2 + R_4)}$$

В (1.4): $R_1 = r_k l_{ТП1-ПС} + R_{пф.ТП1}$ – суммарное сопротивление участка контактной сети от ТП до ПС и сопротивления питающего фидера контактной сети ТП1;

$R_2 = 0.5 \cdot r_p \cdot l_{ТП1-ПС} + 2 \cdot R_{рф.ТП1}$ – суммарное сопротивление участка рельсов двух путей от ТП1 до ПС и сопротивления рельсового фидера тяговой подстанции ТП1;

$R_3 = r_k \cdot l_{ПС-ТП2} + R_{пф.ТП2}$ – суммарное сопротивление участка контактной сети от ПС до ТП2 и сопротивления питающего фидера контактной сети ТП2;

$R_4 = 0.5 \cdot r_p \cdot l_{ПС-ТП2} + R_{рф.ТП2}$ – суммарное сопротивление участка рельсов двух путей от ПС до ТП2 и сопротивления рельсового фидера тяговой подстанции ТП2.

Составляющие сопротивлений R_1 и R_2 определены выше, поэтому находим: $R_1 = 0.331 + 0.0827 = 0.4137$ Ом;

$$R_2 = 0.5 \cdot 0.014 \cdot 7 + 2 \cdot 0.01323 = 0.0754 \text{ Ом.}$$

Для R_3 и R_4 соответственно находим:

$$R_3 = 0.0472 \cdot 8 + 0.04135 \cdot 0.6 = 0.4024 \text{ Ом;}$$

$$R_4 = 0.5 \cdot 0.014 \cdot 8 + 0.01323 \cdot 0.6 = 0.06923 \text{ Ом.}$$

После этого определяем искомый ток $I_{к5}$:

$$I_{к5} = \frac{3300}{0.4137 + 2(0.0754 + 0.4024 + 0.06923)} = 2188 \text{ А}$$

и искомую уставку МТЗ обратного направления тока на фидере Ф4: $I_{y.обр} = \frac{I_{к5}}{1.5} = \frac{2188}{1.5} = 1458 \approx 1500$ А.

Выбор уставки по времени для МТЗ обратного направления тока

Выдержка времени на отключение МТЗ обратного направления тока $\Delta t_{\text{обр}}$ Ф4 ТП1 выбирается из условия надёжной отстройки от срабатываний при отключениях одиночных выключателей GE Rapid от к.з. на соседних зонах ТП1. Согласно настоящей Инструкции (см. табл.1.1) это время равно $\Delta t_{\text{обр}} = 0.2$ с.

Выбор уставок МТЗ прямого направления тока для фидера Ф2 ПС.

Выбор уставки по току для МТЗ прямого направления тока.

Расчёт выполняется аналогично тому, как это было сделано для фидера Ф4 ТП1. Ток уставки МТЗ прямого направления тока для фидера Ф2 ПС должен быть определён по формуле $I_{\text{у.пр}} = 1.15I_{\text{к1}}$, где $I_{\text{к1}}$ – ток по фидеру Ф2 ПС при к.з. в точке K_1 вблизи ТП1. Этот ток определяется при условии, что между ТП и ПС работает только контактная сеть второго пути. Величина тока $I_{\text{к1}}$ получается равной ≈ 4500 А, а уставка по току отсечки фидера $I_{\text{у.пр}} = 1.15 \cdot 4500 = 5175$ А.

Выбор уставки по времени для МТЗ прямого направления тока.

Уставка по времени МТЗ прямого направления тока выполняется нулевой.

Выбор уставок МТЗ обратного направления тока для фидера Ф2 ПС.

Выбор уставки по току для МТЗ обратного направления тока.

При расчёте уставки МТЗ фидера Ф2 ПС обратного направления тока используется расчётная схема рис.3. Рассчитанная величина тока получится ≈ 3900 А.

Выбор уставки по времени для МТЗ обратного направления тока

Выдержка времени на отключение МТЗ обратного направления тока $\Delta t_{\text{обр}}$ Ф2 ПС выбирается из условия надёжной отстройки от срабатываний при отключениях одиночных выключателей GE Rapid от к.з. на соседних зонах ПС. Согласно настоящей Инструкции (см. табл.1.1) это время равно $\Delta t_{\text{обр}} = 0.2$ с.

8.2. Выбор уставок направленной защиты по приращению тока (ЗПТ)

Выбору подлежат:

- Уставка по приращению тока $\Delta I_{\text{у0}}$;
- Время измерения приращения тока $T_{\text{и}}$;
- Коэффициент адаптации K_a уставки по приращению тока к величине тока фидера в момент начала измерения приращения;
- Выдержка времени на отключение $T_{\text{в}}$.

Выбор уставок ЗПТ для фидера Ф4 ТП1.

Определение ΔI_{y0}

В соответствии с формулами (2.6) и (2.7) настоящей инструкции при выборе уставок должно быть обеспечено $\Delta I_{ЭПС\ макс} < \Delta I_{y0} < \Delta I_{К\ мин}$, (2.6) и $\Delta I_{y0} = K_{\Delta} \cdot \Delta I_{ЭПС\ макс}$, (2.7), где K_{Δ} – коэффициент запаса по отстройке от ложных срабатываний при максимальных приращениях токов нагрузки.

Поскольку по условиям задания на участке обращаются электровозы ВЛ11 и четырехсекционные поезда ЭР22, то согласно таблице 2.1. настоящей инструкции максимальные броски (приращения) тока при пуске у электровоза ВЛ11 равны 720 А, а у электропоезда ЭР22 равны $4 \cdot 230 = 920$ А. Таким образом для отстройки ЗПТ от ложных срабатываний следует ориентироваться на броски тока при пуске электропоезда.

Принимая $K_{\Delta} = 1.4$ по формуле (2.7) найдём: $\Delta I_{y0} = 1.4 \cdot 920 = 1288$ А, т.е. примерно 1300 А. Выше при выборе уставок МТЗ было определено, что величина тока к.з. $I_{к4}$ вблизи поста секционирования в точке K_4 равна 6934 А. Значит условие (2.6) выполняется и поэтому до корректировки уставки по условиям эксплуатации, можно принять значение тока уставки равное $\Delta I_{y0} = 1300$ А

Определение $T_{и}$

В разделе 2.5 настоящей инструкции показано, что выбор $T_{и}$ должен быть произведен в соответствии с соотношением $T_{и} \geq 3T_1$, где T_1 , наибольшая постоянная времени нарастания тока фидера, зависящая от формулы тяговой сети на участке.

Теоретически и практически было показано, что при формуле сети участка М120 + 2МФ100 + А185 и рельсах Р65 рекомендуется величина $T_{и} = 0.25 \div 0.4$ с. Принимаем значение $T_{и} = 0.3$ с.

Определение $T_{в}$

В соответствии с настоящей Инструкцией для первоначального периода эксплуатации ЗПТ терминала ЦЗАФ-3,3 принимаем $T_{в} = 0$. Необходимость корректировки этого решения и введения $T_{в} = 0.2$ с, соответствующего выключателям GE Rapid, может быть определена по результатам эксплуатации ЗПТ (рекомендации см. раздел 2).

Выбор уставок ЗПТ для фидера Ф2 ПС

Учитывая примерно серединное расположение ПС по отношению к ТП1 и ТП2, уставка по приращению тока ΔI_{y0} ЗПТ фидера Ф2 ПС может быть принята равной примерно 0.75 от уставки ЗПТ фидера Ф4 ТП1, т.е. равной 1000 А.

Определение $T_{и}$ и $T_{в}$ для фидера Ф2 ПС.

Уставки по $T_{и}$ и $T_{в}$ выбираются такими же, как и на фидере Ф4 ТП1.

8.3. Выбор уставок направленной дистанционной защиты (ДЗ) (защиты по минимальному сопротивлению).

Выбору подлежат:

- Уставка по минимальному сопротивлению $R_{уст}$;
- Выдержка времени на отключение $\Delta t_{дз}$.

Выбор уставок ДЗ для фидера Ф4 ТП1.

Выбор $R_{уст}$

Уставка по минимальному сопротивлению $R_{уст}$ выбирается в 1.4÷1.6 раза большей сопротивлению R_{Σ} зоны защиты фидера Ф4, простирающейся от шин ТП1 до ПС (условная точка K_4 , см. рис.1). В эту зону входят сопротивление контактной сети одного пути и рельсов двух путей от ТП1 до ПС, а также питающего фидера Ф4. Сопротивлением рельсового фидера вследствие его незначительности пренебрегаем. Все составляющие указанного суммарного сопротивления $R_{\Sigma} = R_{пф.ТП1} + r_k l_{ТП1-ПС} + \frac{r_p l_{ТП1-ПС}}{2}$ были найдены выше при определении уставок МТЗ и ЗПТ. Используя эти данные, находим $R_{\Sigma} = 0.331 + 0.0827 + 0.049 = 0.4627$ Ом.

$$R_{уст} = 1.5 \cdot R_{\Sigma} = 1.5 \cdot 0.4627 = 0.694 \approx 0.7 \text{ Ом.}$$

Выбор $\Delta t_{дз}$

В соответствии с назначением ДЗ (см. раздел 3 настоящей Инструкции) выдержка времени на отключение ДЗ должна быть в 2÷2.5 раза больше времени отключения выключателей, защиту которых ДЗ резервирует, в данном случае МТЗ обратного направления тока Ф2 ПС. При принятых по заданию одиночных выключателях GE Rapid выдержка времени согласно табл.3.1. должна быть принята не менее чем 0.2 с.

Выбор уставок ДЗ для фидера Ф2 ПС

Выбор уставок ДЗ для фидера Ф2 ПС производится аналогично тому, как это только что было выполнено для Ф4 ТП1. В зону защиты входят те же сопротивления, что и для Ф4 ТП1, включая воздушный питающий фидер Ф4 длиной 2 км, проложенный очевидно вдоль станции к изолирующему сопряжению. Сопротивлением питающего фидера Ф2 ПС вследствие его незначительной длины (максимум 10÷20 м) пренебрегаем. Таким образом уставки Ф2 ПС и по величине сопротивления $R_{уст}$, и по выдержке времени на срабатывание $\Delta t_{дз}$ могут быть назначены равными уставкам ДЗ Ф4 ТП1, а именно: $R_{уст} = 0.7$ Ом, $\Delta t_{дз} = 0.2$ с.

8.4. Выбор уставок направленной защиты по критической скорости нарастания тока (ЗСНТ)

Напоминаем, что ЗСНТ устанавливается только на фидерах ТП (см. раздел 4 настоящей Инструкции).

Выбору подлежат:

- Зона действия ЗСНТ $l_{тс}$ при к.з. в тяговой сети вблизи ТП1;
- Уставка по критической скорости нарастания тока $\left(\frac{di}{dt}\right)_{уст.}$.

Выбор уставок ЗСНТ для фидера Ф4 ТП1

Выбор зоны действия ЗСНТ $l_{тс}$

Зона действия $l_{тс}$ ЗСНТ назначается обычно в пределах 2÷3 км. Выбираем $l_{тс} = 2.5$ км.

Выбор уставки по критической скорости нарастания тока $\left(\frac{di}{dt}\right)_{уст.}$.

В соответствии с физикой процесса и формулой (4.5) $\left(\frac{di}{dt}\right)_{уст.} = 0.85 \left(\frac{di}{dt}\right)_{макс} = 0.85 \frac{U_{d0}}{L_{\Sigma}}$, (4.5), где $\left(\frac{di}{dt}\right)_{макс} = \frac{U_{d0}}{L_{\Sigma}}$ – максимальная скорость нарастания тока в цепи к.з. при напряжении холостого хода ТП1 U_{d0} и максимальном значении индуктивности цепи к.з. L_{Σ} (см. формулу 4.1).

Таким образом для выбора $\left(\frac{di}{dt}\right)_{уст.}$ вначале следует определить максимальную суммарную индуктивность цепи короткого замыкания $L_{\Sigma} = L_c + L_{пт} + L_{тпа} + L_p + L_{пф} + L_{рф} + L_{тс}$, включающую индуктивность первичной питающей сети L_c , индуктивности одного понизительного трансформатора ПТ (см. рис.1) $L_{пт}$, одного трансформатора преобразовательного агрегата ТПА $L_{тпа}$, реактора сглаживающего устройства РСУ L_p индуктивности питающего Ф4 $L_{пф}$ и рельсового РФ $L_{рф}$ фидеров, а также тяговой сети до места к.з. $L_{тс}$.

В соответствии с заданными параметрами участка, используемыми в примере (см. введение к примеру) по формулам 4.2÷4.4 находим:

$$L_c = \frac{3 \cdot E_2^2}{S_k \cdot 314} \cdot 10^3 = \frac{3 \cdot 1.52^2}{1800 \cdot 314} \cdot 10^3 = 0.015 \text{ мГн}$$

$$L_{пт} = \frac{3 \cdot E_2^2 \cdot u_{к.пт}}{S_{пт} \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3 = \frac{3 \cdot 1.52^2 \cdot 17.5}{25 \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3 = 0.154 \text{ мГн}$$

$$L_{тпа} = \frac{3 \cdot E_2^2 \cdot u_{к.тпа}}{S_{тпа} \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3 = \frac{3 \cdot 1.52^2 \cdot 7}{11.8 \cdot 100 \cdot 314} \cdot 10^3 = 0.13 \text{ мГн}$$

Индуктивность реактора сглаживающего устройства равна $L_p = 6$ мГн.

Индуктивность тяговой сети $L_{тс}$ до места к.з. определим по длине $l_{тс} = 2.5$ км и погонному сопротивлению тяговой сети (см. п.4 табл. 4.1. Инструкции): $L_{тс} = 1.31 \cdot 2.5 = 3.27$ мГн.

Индуктивные сопротивления питающих и рельсовых фидеров определим по формуле:

$$L_{\phi} = 0.2 \left[\ln \left(\frac{2 \cdot h}{r_0} + 0.25 \right) \right] l_{\phi}, \text{ мГн} \quad (\text{п.6})$$

В (п.6): h – высота подвеса фидера над землёй, см;

r_0 – расчётный диаметр жгута фидера, см;

l_{ϕ} – длина фидера, км.

Для питающего фидера ТП1 известно, что он подвешен на высоте $h = 700$ см над землёй, что он выполнен жгутом из 4-х проводов А185 и что его длина составляет 2 км. Эквивалентный расчётный радиус такого жгута r_0 равен 1.9 см. Подставляя эти данные в формулу (п.6) находим: $L_{пф} = 2.74$ мГн.

Для рельсового (отсасывающего) фидера ТП1 известно, что он подвешен на высоте $h = 700$ см над землёй, что он выполнен жгутом из 5-ти проводов АС185/24 и что его длина составляет 0.4 км. Эквивалентный расчётный радиус такого жгута r_0 примерно равен 2.5 см. Подставляя эти данные в формулу (п.6) находим: $L_{рф} = 0.52$ мГн.

Как видим действительно (см. примечание к разделу 4 настоящей Инструкции), индуктивности первичной питающей сети, а также понизительных и преобразовательных трансформаторов, ничтожно малы по сравнению с индуктивностями других элементов цепи к.з., поэтому при расчётах критической скорости нарастания их можно не учитывать.

Суммируя индуктивности значимых элементов цепи к.з. получим:

$$L_{\Sigma} = L_p + L_{пф} + L_{рф} + L_{тс} = 6 + 2.74 + 0.52 + 3.27 = 10.53 \text{ мГн.}$$

Используя полученные величины и формулы (4.1) и (4.5) получим значение уставки защиты по критической скорости нарастания тока

$$\left(\frac{di}{dt} \right)_{\text{уст.}} = 0.85 \left(\frac{di}{dt} \right)_{\text{макс}} = 0.85 \frac{U_{до}}{L_{\Sigma}} = 0.85 \frac{3300}{10.53} = 266 \approx 270 \text{ А/мс.}$$

8.5. Выбор уставок защиты по минимальному напряжению (ЗМН)

Выбору подлежат:

- Уставка по минимальному напряжению $U_{уст}$;
- Уставка по выдержке времени на срабатывание $\Delta t_{ЗМН}$.

Выбор уставок ЗМН для фидера Ф4 ТП1.

Выбор уставки по минимальному напряжению $U_{уст}$

Как было показано в разделе 5 настоящей инструкции, $U_{уст}$ должно быть больше, чем возможное падение напряжения в дуге в месте к.з. в точке K_5 . При

обычных для РУ-3,3 кВ изоляторах для крепления шин типа РФ это напряжение с учётом запаса должно быть выбрано в пределах 500÷875 В. Учитывая это вбираем для уставки среднее значение напряжения $U_{уст} = 700$ В.

Выбор уставки по выдержке времени на срабатывание $\Delta t_{з\text{МН}}$

Как и МТЗ обратного действия ЗМН должна быть отстроена от ложных срабатываний выключателей фидеров при снижениях напряжения на шине + РУ-3,3 кВ вследствие близких к ТП1 к.з. на соседних зонах. Для этого $\Delta t_{з\text{МН}}$ должно быть в 2÷2.5 больше, чем время отключения к.з. выключателями соседних фидеров. При установленных согласно заданию выключателях типа GE Rapid по рекомендациям Инструкции по табл.3.1. выбираем $\Delta t_{з\text{МН}} = \Delta t_{дз} = 0.2$ с.

Выбор уставок ЗМН для фидера Ф2 ПС

Условия работы ЗМН на фидерах ТП1 и ПС идентичны. Поэтому для ЗМН фидера Ф2 ПС вбираем те же уставки по минимальному напряжению и выдержке времени на срабатывание, что и для ТП1:

$$U_{уст} = 700 \text{ В}; \Delta t_{з\text{МН}} = \Delta t_{дз} = 0.2 \text{ с.}$$

8.6. Выбор уставок квазитепловой защиты (КВТЗ)

Выбору подлежат:

- предельно допустимая температура контактного провода $T_{уст}$;
- температура срабатывания предупредительной сигнализации $T_{пред}$;
- средняя температура окружающей среды T_c ;
- коэффициент нагрева контактного провода K_H ;
- коэффициент остывания контактного провода K_0 .

Примем предельно допустимую температуру контактного провода $T_{уст} = 140^\circ\text{C}$.

Выберем температуру срабатывания предупредительной сигнализации для медного контактного провода (МФ-100) по таблице 7.4. Так как 95°C это допустимая температура, то предупреждение должно появиться при $T_{пред} = 96^\circ\text{C}$.

Примем среднюю температуру окружающей среды $T_c = 20^\circ\text{C}$.

Рассчитаем коэффициент нагрева контактного провода K_H . Поскольку формула контактной подвески М120 + 2 МФ100 + А185, то это означает, что имеется один несущий трос М120, два контактных провода МФ100 и один усиливающий провод А185. Контактный провод имеет 0% износа. Состояние проводов – новые. $K_H = \frac{K_D^2 \cdot R_0}{F \cdot a_t}$. $K_D = \frac{R_H \cdot R_y}{R_y \cdot R_K \cdot n_H + R_H \cdot R_K \cdot n_y + R_H \cdot R_y \cdot n_K}$. По таблице 7.1

определяем, что для М120: $R_H = 0.000143 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$, для А185: $R_Y = 0.000145 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$. По таблице 7.2 определяем, что для МФ100, 0% износа: $R_K = 0.000164 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$. n_H , n_Y и n_K равны 1, 1, 2, соответственно. Тогда

$$K_D = \frac{0.000143 \cdot 0.000145}{0.000145 \cdot 0.000164 \cdot 1 + 0.000143 \cdot 0.000164 \cdot 1 + 0.000143 \cdot 0.000145 \cdot 2} = 0.23376.$$

Для МФ100, 0% износа, новый: $R_0 = R_K = 0.000164 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$, $F = 0.0404 \frac{\text{м}^2}{\text{м}}$ и $a_t = 25.020 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$.

$$K_H = \frac{0.23376^2 \cdot 0.000164}{0.0404 \cdot 25.020} = 8.8657519196524e - 6 = 88.66 \cdot 10^{-7} \frac{\text{°C}}{\text{А}^2}$$

Рассчитаем коэффициент нагрева контактного провода K_0 . $K_0 = \frac{F \cdot a_t}{c_0 \cdot m}$. Для МФ100, 0% износа, новый: $F = 0.0404 \frac{\text{м}^2}{\text{м}}$, $a_t = 25.020 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{°C}}$, $m = 0.89 \frac{\text{кг}}{\text{м}}$.

$c_0 = 391 \frac{\text{Вт} \cdot \text{с}}{\text{°C} \cdot \text{кг}}$. Тогда

$$K_0 = \frac{0.0404 \cdot 25.020}{391 \cdot 0.89} = 0.0029 = 0.29 \cdot 10^{-2} \frac{1}{\text{с}}$$

9. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАЩИТ ТЕРМИНАЛА НА СУЩЕСТВУЮЩИХ И МОДЕРНИЗИРУЕМЫХ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ И ПОСТАХ СЕКЦИОНИРОВАНИЯ ПОСТОЯННОГО ТОКА С НАПРАВЛЕННЫМИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМИ ТИПА АБ-2/4, ВАБ-43, А ТАКЖЕ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ РДШ ВСЕХ МОДИФИКАЦИЙ.

Оборудование фидера ТП или ПС терминалом ЦЗАФ-3,3 означает, что защита терминала отныне отводится роль основных защит, а встроенной максимально-импульсной защите (МИЗ) направленных выключателей с индуктивными шунтами (АБ-2/4, ВАБ-43) и реле РДШ, вспомогательной, резервной. Как известно МИЗ комбинированно выполняет функции максимальной токовой защиты прямого направления тока (МТЗ, см. раздел 1) и направленной защиты по приращению тока (ЗПТ, см. раздел 2). О жесткой взаимосвязанности этих защит (МИЗ и ЗПТ) в выключателях с индуктивным шунтом и в реле РДШ, а также о достоинствах абсолютно независимых друг от друга МИЗ и ЗПТ терминала, достаточно подробно сказано в названных выше разделах настоящей Инструкции (см. разделы 1 и 2). Следовательно, при наличии терминала параметры МИЗ выключателей и реле РДШ должны быть откорректированы таким образом, чтобы их ложная работа «не забивала» нормальную работу МТЗ прямого направления тока и направленной ЗПТ терминала.

Указанная задача может быть разрешена по следующему сценарию.

Вначале, в соответствии с Инструкцией, выбираются уставки терминала по МТЗ прямого и обратного направления токов, и по ЗПТ, и терминал включается в работу. Затем по истечению двух-трёх недель – месяца, по осциллограммам из памяти ЦЗАФ определяется количество самостоятельных (не вызванных работой ЦЗАФ, т.е. ложных) отключений выключателя из-за процессов в его индуктивных шунтах или в РДШ. Если количество ложных отключений будет посчитано приемлемым (до 10 – 15 % от общего числа отключений), то параметры индуктивных шунтов или РДШ можно не менять и оставить их неизменными.

Заранее можно сказать, что весьма допустимый процент ложных отключений наверняка будут обеспечивать защитные реле обеих модификаций (РДШ-1 и РДШ-2) к выключателям ВАБ-49. Гораздо хуже будет обстоять дело с индуктивными шунтами выключателей АБ-2/4 и ВАБ-43 и реле РДШ-II к выключателю ВАБ-28. Обострённая реакция ЗПТ их МИЗ на приращения тока, вызванная чересчур большой степенью адаптации к величине тока в момент начала приращения, может вызывать чрезмерно частые ложные отключения выключателей. Это будет говорить о том, что ЗПТ ИТ ЦЗАФ-3,3 работает более селективно, нежели ЗПТ МИЗ выключателей и реле РДШ-II. Чтобы исключить ложные срабатывания указанных выключателем от ЗПТ их МИЗ следует ослабить их реакцию на приращения тока. Для этого необходимо уменьшить величину пакетов железа на индуктивных шунтах выключателей и на тонкой шине реле РДШ-II. У выключателя АБ-2/4 можно снимать не более двух третей пакета индуктивного шунта, у выключателя ВАБ-43 около трёх пятых, а на тонкой шине РДШ-II к выключателю ВАБ-28 - не более половины. При необходимости по указанному вопросу можно получить подробную консультацию у профессора Пупынина В.Н. (реквизиты см. во введении к настоящей Инструкции).

Защита МТЗ терминала обратного направления тока при ненаправленных выключателях непосредственно использована быть не может, так как в этом случае отключение выключателей стандартным образом, а именно, размыканием цепи держащей катушки, не достигает цели, ибо при этом выключатель продолжает удерживаться отключаемым обратным током [3]. Поэтому отключение коротких замыканий в РУ-3,3 кВ на землю (точка K_5 на ТП1 и K_6 на ПС, см. рис.1) обеспечивается лишь защитами прямого действия ЗПТ и ДЗ соответственно при к.з. в точке K_5 – на ПС, а в точке K_6 – на ТП1.

Отключение к.з. подстраховывается принудительным размыканием разъединителей Р1 ÷ Р4 на ТП (см. рис.1). На ПС разъединители не рис.1 не показаны.

Защита МТЗ терминала обратного направления тока при ненаправленных выключателях работает автоматически. Подстраховка отключения к.з. обратного направления тока размыканием разъединителей контактной сети в этом случае лишь увеличивает вероятность надёжного отключения тока к.з.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Устройство цифровых защит и автоматики фидеров ЦЗАФ-3,3. Руководство по эксплуатации 1СР.251.208-01РЭ. С-Петербург, Издательство НИИЭФА-ЭНЕРГО, 2005 г., 74 с.
2. Руководящие указания по релейной защите систем тягового Электроснабжения. Департамент электрификации и электроснабжения ОАО «Российские железные дороги». –М., «ТРАНСИЗДАТ», 2005 г., - 216 с.
3. Тяговые подстанции: Учебник для вузов ж. д. транспорта. Ю.М. Бей, Р.Р. Мамошин, В.Н. Пупынин, М.Г. Шалимов. М.: Транспорт, 1986, 320 с.
4. Пупынин В.Н. Полная теория работы и характеристики параллельных индуктивных шунтов быстродействующих выключателей типов ВАБ-2, АБ-2/3, АБ-2/4 и реле-дифференциальных шунтов выключателей ВАБ-28. – Тр. МИИТ, выпуск 213, М.: Транспорт, 1965, С. 61- 85.
5. Пупынин В.Н. Защита и отключение тяговых сетей в аварийных режимах. – Диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. М.: МИИТ, 1986, 412 с.
6. Такарлыкова А.С. Изолирующий промежуток тяговой сети постоянного тока для условий скоростного и тяжеловесного движения. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. М.: МИИТ, 2009, 32 с.
7. Электровоз ВЛ8. Руководство по эксплуатации. М.: Транспорт, 1973, 312 с.
8. Устройство и работа электропоездов: Учебник для технических школ ж.д. транспорта. З.М. Рубчинский, С.И. Соколов, Е.А. Эглон, Л.С. Лынюк. М.: Транспорт, 1976, 416 с.
9. Гречишников В.А. Разработка многопараметрической микропроцессорной защиты фидеров тяговой сети постоянного тока 3,3 кВ с использованием методов математического моделирования и натурного эксперимента. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, М.:МИИТ, 2000 г., 220с.
10. Правила устройства и технической эксплуатации контактной сети электрифицированных железных дорог. МПС. ЦЭ-197. –М., Транспорт, 1994.