

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Модернизация релейной защиты ЗРУ 6 кВ подстанции «СК»
ЗАО «Энергетика и связь строительства»

Студент

В.В. Бурусов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Руководитель

С.В. Шаповалов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

АННОТАЦИЯ

В ВКР был произведён расчёт уставок релейной защиты ЗРУ 6 кВ подстанции «Синтезкаучук» ЗАО «ЭиСС». Посчитаны рабочие токи линий, токи короткого замыкания, предварительно выбраны трансформаторы тока, рассчитаны уставки для трёхступенчатой токовой защиты на отходящих ячейках, посчитаны МТЗ на секционной и входных ячейках. Так же указана защита от замыканий на землю, ближнее и дальнее резервирование. Защита проверена коэффициентом чувствительности.

ВКР состоит из пояснительной записки объёмом 56 листов, дополняемой 9ю таблицами, 16ю рисунками и 6ю чертежами.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 4 |
| 1 Краткая характеристика объекта..... | 5 |
| 1.1 Краткая характеристика установленной релейной защиты и обоснование причин модернизации | 7 |
| 2 Расчёт токов короткого замыкания..... | 9 |
| 2.1 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции..... | 12 |
| 2.2 Расчёт токов короткого замыкания в концах линий | 13 |
| 3. Расчёт уставок релейной защиты | 15 |
| 3.1 Сравнение и выбор микропроцессорного комплекта релейной защиты | 15 |
| 3.1.1 Терминал БЭ2502А 01ХХ..... | 15 |
| 3.1.2 Терминал типа TOP 200 Л22..... | 18 |
| 3.2 Токовая защита..... | 19 |
| 3.2.1 Выбор трансформаторов тока..... | 22 |
| 3.2.2 Расчёт уставок трёхступенчатой токовой защиты | 26 |
| 3.3 Проверка чувствительности токовой защиты..... | 42 |
| 3.4 Защита от замыканий на землю..... | 45 |
| 3.5 Защита секционного выключателя и входных ячеек | 46 |
| Заключение | 51 |
| Список используемых источников | 52 |

ВВЕДЕНИЕ

ЗАО «Энергетика и связь строительства» начинало своё славное восхождение в сфере энергетики города Тольятти и Самарской области ещё в далёкие 50е, во время строительства Волжской ГЭС имени В. И. Ленина. Тогда в составе «Куйбышевгидрострой» было создано подразделение Специального строительного-монтажного управления (СпецСМУ). В 1951 году были запущены в эксплуатацию первые электротехнические сооружения, и это стало отправной точкой, которая определила судьбу компании на уже более чем полвека. В нынешнее время организация имеет 14 подстанций 110/35/6(10) и 35/6(10) кВ, и около тысячи подстанций 6 (10)/0,4 кВ. Это даёт лидерство в Тольяттинском энергоузле, а также предъявляет наиболее высокие требования к надёжности линий, а так же в использовании инноваций, укрепляющих лидирующие позиции в сердцах потребителей. Надёжность электроснабжения достигается использованием современных систем защит электрооборудования, а также своевременное обновление парка техники – с аналоговых систем защит на первых подстанциях до микропроцессорных узлов релейной защиты в последних проектах модернизаций. И первые электромеханические реле, и микропроцессорные реле нового поколения всегда отвечали всем требованиям, которые предъявлялись к релейной защите, в чём немаловажная заслуга правильного расчёта защищаемого объекта, которым в данном случае является подстанция «Синтезкаучук» 110/35/6 ЗАО «Энергетика и связь строительства». Там запланирована крупная модернизация, с заменой силовых трансформаторов 2х31,5 МВ·А на 2х40 МВ·А, модернизация КРУН 6 кВ с советского строительства на новое комплектное здание с комнатой отдыха персонала (ЗРУ), замена ОРУ 35 кВ на ЗРУ 35 кВ. В данной работе рассчитана релейная защита отходящих линий 6 кВ.

1 Краткая характеристика объекта

На подстанции имеется 11 отходящих линий 6 кВ (далее – фидеров), которые при нормальной схеме работы являются радиальными (смешанными) [1]. Однако схема линий предполагает работу некоторых линий в кратковременном параллельном режиме (конкретно ф 2-8, ф 11-20, ф 1-16, ф 17-18) при оперативных переключениях, а так же (аварийный режим, ремонтный режим работы) могут изменять свою длину. Учёт всех ненормальных режимов работы является необходимой частью расчёта релейной защиты. Например, согласно схемы 2 ф 17 и 18 СК являются радиальными с пунктами секционирования:

- на опоре 34 посредством реклоузера
- в тп 875 через секционный разъединитель
- в тп 876 через секционный разъединитель

«Реклоузер – это коммутационный прибор, имеющий в комплектации вакуумный выключатель, линейный разъединитель, комплект РЗ МТО и устройство однократного АПВ» [13]. В дальнейшем комплекты АПВ и МТО не будут учитываться при расчёте чувствительности защиты (при наличии на линии реклоузеров $K_{\text{ч}}$ может быть немного ниже чем нужно по нормативам, т.к. по сути при наличии реклоузера зона действия защиты ячейки укорачивается до первого реклоузера), так как увеличение секций на линии ведёт к увеличению выдержки времени срабатывания первой ступени защиты, что вкупе с возрастающим количеством ПС может привести к совершенно некорректным числам. В данной работе считаем, что время срабатывания ТО реклоузера и ячейки синхронизированы, и отключенный реклоузер показывает участок с повреждением. В дальнейшем возможны пересчёты времени срабатывания защит (например, на секционном реклоузере опоры 34 ф 17-18 СК).

В свете вышесказанного расчёт для всех отходящих линий 6 кВ будет производиться как для радиальной линии, с включенными секционными

выключателями и разъединителями в ПС и отключенной одной из ячеек на подстанции (для фидеров с возможностью параллельной работы).

Линии являются смешанными, длины линий:

- Ф 17 СК: 0,07 км КЛ, 11,7 км ВЛ;
- Ф 18 СК: 0,05 км КЛ, 13,6 км ВЛ;
- Ф 8 СК: 0,07 км КЛ, 2,5 км ВЛ;
- Ф 13 СК: 0,645 км КЛ, 5 км ВЛ;
- Ф 7 СК (+7 Южный): 0,09 м КЛ, 7,8 км ВЛ;
- Ф 1 СК, Ф 16 СК: 1,2 км КЛ, 1,35 км ВЛ;
- Ф 6 СК: 0,03 км КЛ, 4 км ВЛ;
- Ф 11 СК, Ф 20 СК: 1,5 км КЛ, 2,05 км ВЛ;
- Ф 2 СК: 0,01 км КЛ, 2,7 км ВЛ.

Основные используемые кольца: 2-8, 17-18, 7ск-7юж (в дальнейшем эти 2 фидера рассматриваются как 1 Ф 7 СК).

Подстанция запитана от ПС 220 кВ «Левобережная» двумя линиями 110кВ СК1 и СК-2.

Проектные трансформаторы: 2х ТДТН-40000/110/35/6

$$P_{XX} = 39 \text{ кВт}$$

$$P_K = 200 \text{ кВт}$$

$$U_{K \text{ ВН-СН}} = 10,5 \%$$

$$U_{K \text{ ВН-НН}} = 17,5 \%$$

$$U_{K \text{ СН-НН}} = 6,5\%$$

$$I_{XX} = 0,6\%$$

Диапазон регулирования $U_{РПН} = \pm 1,78\% \times 9$ ступеней.

Сопротивление системы:

$$r_c = 0,456 \text{ Ом}$$

$$x_c = 3,18 \text{ Ом}$$

$$z_c = 3,21 \text{ Ом}$$

ЛЭП 110 кВ выполнена проводом АС 120/19

$$r_{0110} = 0,249 \text{ Ом/км}$$

$$x_{0110} = 0,423 \text{ Ом/км}$$

$$l_{110} = 4,08 \text{ км}$$

ЛЭП 6 кВ выполнена проводом АС 95/16

$$r_{06} = 0,428 \text{ Ом/км}$$

$$x_{06} = 0,43 \text{ Ом/км}$$

Кабельные линии считаются так же как воздушные ввиду их незначительной длины в смешанной линии, за исключением ф 1-16 и ф 11-20

$$x_{0к} = 0,081 \text{ Ом/км}$$

$$r_{0к} = 0,24 \text{ Ом/км}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 17} = 9081 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 1-16} = 1970 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 18} = 9200 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 6} = 3833 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 2-8} = 5260 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 11-20} = 4830 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 13} = 9400 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

$$S_{\text{нагр}\phi 7} = 3451 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

1.1 Краткая характеристика установленной релейной защиты и обоснование причин модернизации

Как было сказано выше, планируется модернизация всего КРУН 6 кВ, а точнее реконструкция в ЗРУ. Однако пару слов о том, какая релейная защита в старом КРУН. Она выполнена на базе реле максимального тока РТ-40. «Это электромеханическое реле, его работа основывается на том, что когда электромагнитная сила реле превышает механическую силу пружины, якорь притягивается к электромагниту. При этом подвижный контактный мост замыкает одну пару неподвижных контактов и размыкает вторую пару» [5]. Оно удовлетворяет всем требованиям, предъявляемыми к релейной защите, однако обладает рядом недостатков:

- только вертикальная установка – отклонение приводит к погрешности;
- уставки задаются для каждого реле вручную в самом реле;

- для полноценного комплекта помимо этих реле нужны и другие (реле времени, напряжения, направления мощности, выдержки времени, промежуточные и т. д.);

- громоздкость в монтаже;

- невозможность создать или высокая сложность и дороговизна создания сетей наблюдения и АРМ релейщиков.

В ходе модернизации данный проект предлагает к установке в новых ячейках микропроцессорные терминалы, подробнее о них и выбор представлены в соответствующих пунктах.

2 Расчёт токов короткого замыкания

Сема замещения для расчёта токов КЗ [9]:

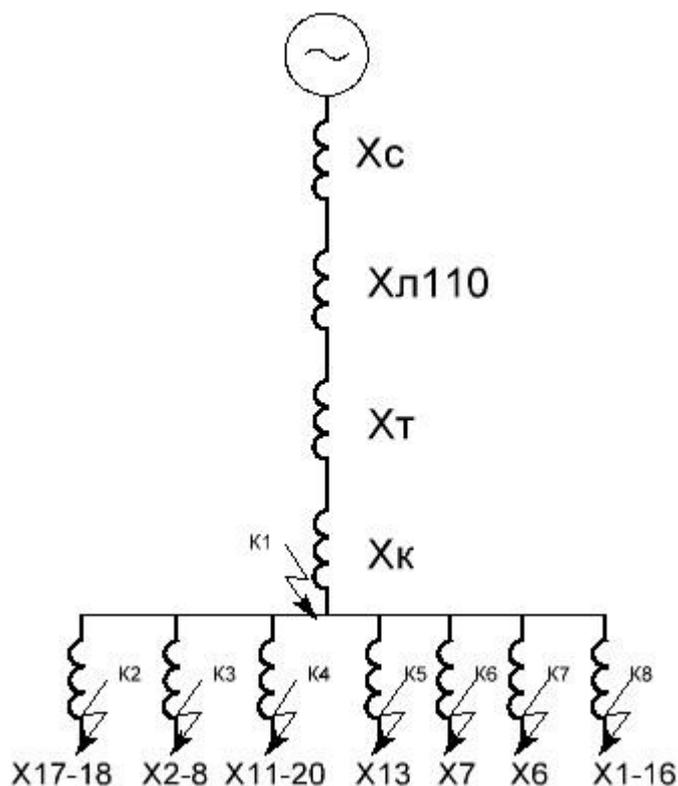


Рисунок 1 – Схема замещения для расчёта КЗ

Расчёт элементов схемы:

$$X_{л110} = \frac{1}{3} \cdot X_{0110} \cdot l_{110} \quad (1)$$

$$X_{л110} = \frac{1}{3} \cdot 0,423 \cdot 4,08 = 0,580 \text{ м.}$$

Сопротивление всех контактов и соединений принимаем равным $x_k = 7,5$ Ом.

Так как мы считаем защиту для линий, в которых включен СР и отключена одна из ячеек (рисунки 2, 3, 4), расчёт можно провести для одной из линий.

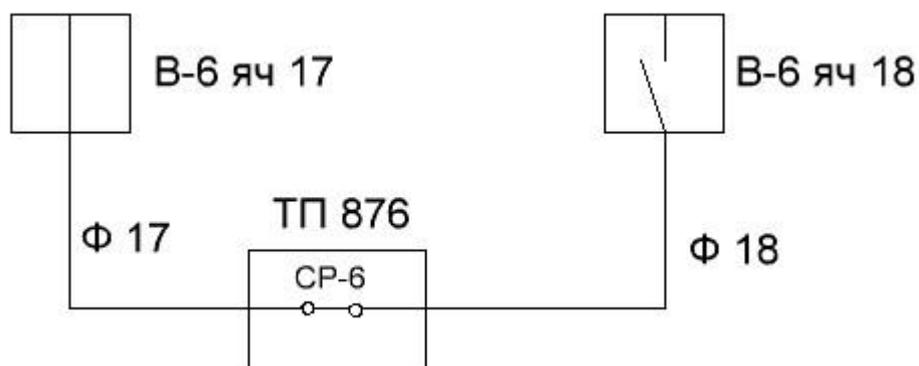


Рисунок 2 – Схема включения Ф 17,18 СК для расчёта

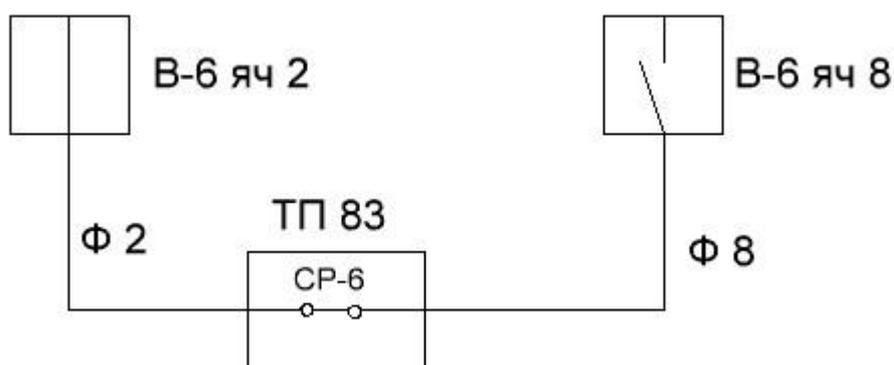


Рисунок 3 – Схема включения Ф 2,8 СК

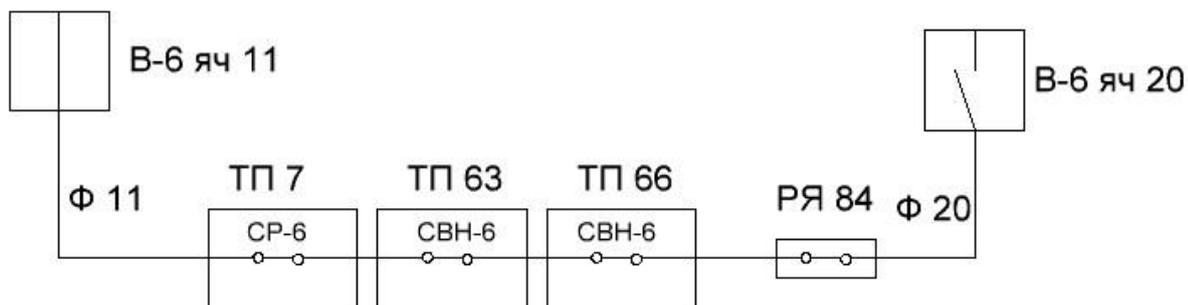


Рисунок 4 – Схема включения Ф 11,20 СК

Сопротивление фидера для линий ВЛ:

$$x_{\phi} = \frac{1}{3} \cdot x_{06} \cdot l_{\phi} \quad (2)$$

Сопротивление фидера для линий с большой протяжённостью КЛ:

$$x_{\phi} = \frac{1}{3} \cdot x_{06} \cdot l_{\text{вл}} + x_{0к} \cdot l_{\text{кл}} \quad (3)$$

Фидера 17, 18 СК:

$$x_{\phi 17-18} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 11,77 + 13,65 = 8,47 \text{ Ом.}$$

Фидера 2, 8 СК:

$$x_{\phi 2-8} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 2,7 + 2,5 = 0,74 \text{ Ом}$$

Фидера 11, 20 СК:

$$x_{\phi 11-20} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 2,05 + 0,081 \cdot 1,5 = 0,41 \text{ Ом}$$

Фидер 13:

$$x_{\phi 13} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 5,645 = 0,81 \text{ Ом}$$

Фидер 7:

$$x_{\phi 7} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 7,89 = 1,13 \text{ Ом}$$

Фидер 6:

$$x_{\phi 6} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 4,03 = 0,58 \text{ Ом}$$

Фидера 1-16:

$$x_{\phi 1-16} = \frac{1}{3} \cdot 0,43 \cdot 1,35 + 0,081 \cdot 1,5 = 0,31 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора:

$$x_T = \frac{U_{k\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.ВН}}^2}{S_{\text{T.ном}}} \quad (4)$$

$$x_T = \frac{17,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 57,86 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление в схеме при номинальном режиме работы для точки К1:

$$x_{\Sigma \text{К1}} = x_c + x_{\text{Л110}} + x_T \quad (5)$$

$$x_{\Sigma \text{К1}} = 3,18 + 0,58 + 57,86 = 61,62 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление в схеме при расчётном режиме работы для точек в концах линий:

$$x_{\Sigma kn} = x_{\Sigma k1} + x_n \quad (6)$$

Фидера 17, 18 СК:

$$x_{\Sigma k2} = 61,62 + 8,47 = 70,09 \text{ Ом.}$$

Фидера 2, 8 СК:

$$x_{\Sigma k3} = 61,62 + 0,74 = 62,36 \text{ Ом.}$$

Фидера 11, 20 СК:

$$x_{\Sigma k4} = 61,62 + 0,41 = 62,03 \text{ Ом.}$$

Фидер 13:

$$x_{\Sigma k5} = 61,62 + 0,81 = 62,43 \text{ Ом.}$$

Фидер 7:

$$x_{\Sigma k6} = 61,62 + 1,13 = 62,75 \text{ Ом.}$$

Фидер 6:

$$x_{\Sigma k7} = 61,62 + 0,58 = 62,2 \text{ Ом.}$$

Фидера 1-16:

$$x_{\Sigma k8} = 61,62 + 0,31 = 61,93 \text{ Ом.}$$

2.1 Расчёт токов короткого замыкания на шинах 6 кВ подстанции

Найдём ток трёхфазного симметричного короткого замыкания номинального режима работы:

$$I_{к.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma k1}} \quad (7)$$

$$I_{к.ВН}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 61,62} = 1,08 \text{ кА}$$

Приведём к ступени НН полученное значение тока:

$$I_{к.НН}^{(3)} = I_{к.ВН}^{(3)} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}} \quad (8)$$

$$I_{к.НН}^{(3)} = 1,08 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,82 \text{ кА}$$

2.2 Расчёт токов короткого замыкания в концах линий

Найдём ток трёхфазного симметричного короткого замыкания номинального режима работы [16]:

$$I_{к.внп}^{(3)} = \frac{U_{ном.вн}}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma кп}} \quad (9)$$

Фидера 17, 18 СК:

$$I_{к.вн2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 70,09} = 0,95 \text{ кА}$$

Фидера 2, 8 СК:

$$I_{к.вн3}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 62,36} = 1,07 \text{ кА}$$

Фидера 11, 20 СК:

$$I_{к.вн4}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 62,03} = 1,07 \text{ кА}$$

Фидер 13:

$$I_{к.вн5}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 62,43} = 1,06 \text{ кА}$$

Фидер 7:

$$I_{к.вн6}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 62,75} = 1,06 \text{ кА}$$

Фидер 6:

$$I_{к.вн7}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 62,2} = 1,07 \text{ кА}$$

Фидера 1-16:

$$I_{к.вн8}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 61,93} = 1,06 \text{ кА}$$

Приведём к ступени НН полученst значение тока:

$$I_{к.ннп}^{(3)} = I_{к.внп}^{(3)} \cdot \frac{U_{ном.вн}}{U_{ном.нн}} \quad (10)$$

Фидера 17, 18 СК:

$$I_{\text{к.нн2}}^{(3)} = 0,95 \cdot \frac{115}{6,6} = 16,55 \text{ кА}$$

Фидера 2, 8 СК:

$$I_{\text{к.нн3}}^{(3)} = 1,07 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,64 \text{ кА}$$

Фидера 11, 20 СК:

$$I_{\text{к.нн4}}^{(3)} = 1,07 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,64 \text{ кА}$$

Фидер 13:

$$I_{\text{к.нн5}}^{(3)} = 1,06 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,47 \text{ кА}$$

Фидер 7:

$$I_{\text{к.нн6}}^{(3)} = 1,06 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,47 \text{ кА}$$

Фидер 6:

$$I_{\text{к.нн7}}^{(3)} = 10,7 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,64 \text{ кА}$$

Фидера 1-16:

$$I_{\text{к.нн8}}^{(3)} = 1,06 \cdot \frac{115}{6,6} = 18,47 \text{ кА}$$

3 Расчёт уставок релейной защиты

3.1 Сравнение и выбор микропроцессорного комплекта релейной защиты

В настоящее время схемы на аналоговых реле (индуктивные, электромеханические, прямого действия и тд) всё ещё удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к релейной защите, и являются довольно дешёвыми. Однако, необходимость размещения каждого реле отдельно, ручной и довольно замороченный ввод уставок (собственно, установление токов срабатывания) делают их морально устаревшими – в конце 2010-х бал правят комплектные микропроцессорные терминалы, которые включают в себя все необходимые на защищаемом участке комплекты защит, компактны, ввод и изменение уставок производятся или панелью управления терминалом, или с помощью компьютерных программ [19]. Они ведут логи всех событий, многие могут указывать (при определённых конструктивных условиях защищаемой зоны) расстояние до места повреждения, снимают различные показатели и осциллограммы (опционально) аварийных процессов [20], [17]. Так же такие терминалы могут подключаться к сети по различным стандартам и на базе таких сетей создаются АРМ релейщиков, оперативно-диспетчерские сети, места удалённого наблюдения за работой электрооборудования.

В данной работе будут рассмотрены 2 микропроцессорных терминала: терминал типа БЭ2502А 01ХХ от НПП «Экра» и терминал «ТОР 200 Л22» от компании «Релематика»

3.1.1 Терминал БЭ2502А 01ХХ

Рассмотрим терминал, который нам НПО «Экра» предлагает:

«Терминалы типа БЭ2502А 01ХХ предназначены для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации линии с номинальным напряжением сети 6 - 35 кВ» [15].

Терминалы предназначены для установки в комплектных распределительных устройствах в шкафах или на панелях.

Терминалы типа БЭ2502А01ХХ осуществляют следующие функции защит, ИО и автоматики:

- трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;
- двухступенчатая защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от дуговых замыканий;
- УРОВ;
- двукратное АПВ;
- автоматика управления выключателем;
- выполнение команд внешних воздействий АЧР с ЧАПВ и ПАА;
- ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению;
- ИО направления мощности нулевой последовательности;
- ИО направления мощности МТЗ;
- ИО напряжения обратной последовательности;
- защита несимметричных режимов;
- одноступенчатую ЗМН.

Терминалы БЭ2502А предназначены для работы в следующих условиях:

- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха - минус 20 °С (по заказу до минус 40 °С);
- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха – плюс 55 °С.

Основные параметры терминалов БЭ2502А:

- номинальный переменный ток входов для фазных величин $I_{ном}$, А 5 или 1;
- для нулевой последовательности $3I_{ном}$, А 1 или 0,2;
- номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{ном}$, В 100;
- номинальная частота, Гц 50;
- номинальное напряжение оперативного постоянного тока $U_{пит.ном}$, В 110 или 220;
- терминал работает при изменении текущей частоты основной гармоники входных сигналов тока и напряжения в пределах 45 - 55 Гц».

Цепь оперативного питания гальванически развязана от внутренних цепей терминала.

«Терминал правильно функционирует при изменении напряжения оперативного постоянного тока от 0,8 до 1,1 номинального значения» [20].

«Допускается наличие синусоидальной составляющей напряжения с амплитудой до 6 % от среднего значения, имеющей частоту второй гармоники» [20].

Длительность однократных перерывов питания терминала с последующим его восстановлением в условиях отсутствия требований к срабатыванию терминала:

- до 150 мс - без перезапуска терминала;
- свыше 150 мс - с перезапуском терминала.

Время готовности терминала после подачи напряжения питания оперативно-го тока - не более 2,0 с.

Дискретные входы терминала обеспечивают:

- срабатывание при приеме сигналов с номинальным напряжением $U_{\text{пит.ном}}$ постоянного тока 220 В или 110 В и длительностью не менее 10 мс;
- напряжение устойчивого срабатывания - $0,7 \cdot 220 + 5\% = 165$ В;
- напряжения устойчивого несрабатывания – $0,7 \cdot 220 - 5\% = 143$ В;
- начальный бросок входного тока амплитудой не менее 40 мА при номинальном напряжении входного сигнала и длительностью не менее 1 мс на уровне 50 % амплитудного значения (рис. В1);
- номинальный ток по каждому дискретному входу - не менее 3,5 мА;
- дискретные входы снабжены встроенной защитой от входных перенапряжений и сверхтоков и обладают пониженной помеховосприимчивостью;
- мощность, потребляемая по каждому дискретному входу, при номинальном напряжении сигнала не превышает 1 Вт.

«Терминал содержит выходные реле для формирования сигналов управления внешними цепями и сигнализации, гальванически развязанные от внутренних цепей терминала» [20].

«Коммутационная способность контактов выходных реле терминала, действующих во внешних цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,04 с, составляет 0,40/0,20/0,15 А при напряжении соответственно 110/220/250 В» [20].



Рисунок 5 – Лицевая панель терминала типа БЭ2502А 0103

3.1.2 Терминал типа TOP 200 Л22

Второй терминал радует нас схожими, и даже однотипными характеристиками: он используется для релейной защиты линий 6 кВ и 35 кВ, имеет все основные виды защит, так же может регистрировать переходные процессы, отправлять данные в реальном времени на АРМ дежурного персонала, имеется так же цифровой осциллограф. Расписывать все возможности этого терминала нецелесообразно, можно только сказать, что на его основе построить защиту любой подстанции в заданных рамках номинального напряжения возможно без каких-либо затруднений, в том числе и направленную.



Рисунок 6 – Терминал TOP 200

Как можно увидеть – различия минимальны, что, собственно, характерно для всех комплектных микропроцессорных устройств релейной защиты, отличаются они дизайном и программно – некоторые более дружелюбные к пользователю, некоторые нет. Под влиянием внешних обстоятельств (проведённый тендер среди производителей комплектов РЗ) были выбраны терминалы «ЭКРА».

3.2 Токовая защита

Функциональная схема МТЗ выполнена в соответствии с рис.7 и содержит в каждой фазе реле тока первой ($I>>>$), второй ($I>>$) и третьей ($I>$) ступеней. С целью отстройки от пусковых токов при двигательной нагрузке для первой ступени (отсечка) предусмотрен режим работы с загрузлением уставки, который задается программной накладкой ХВ1. Загрузление уставки вводится на время работы цепи ускорения, т.е. на время возврата реле РПО. С помощью

программных накладок ХВ2, ХВ5 и ХВ8 предусмотрен вывод ступеней МТЗ-1, МТЗ-2 и МТЗ-3 из работы [15].

Контроль направленности МТЗ вводится программными накладками ХВ3, ХВ6 и ХВ9 соответственно для МТЗ-1, МТЗ-2 и МТЗ-3.

Режимы работы МТЗ первой, второй и третьей ступеней с пуском по напряжению задаются программными накладками соответственно ХВ4, ХВ7 и ХВ10.

Первая и вторая ступени МТЗ имеют независимые от тока выдержки времени. Третья ступень выполнена с возможностью работы как с зависимой (З характеристики), так и с независимой выдержкой времени. Для третьей ступени предусматривается режим работы на отключение или только на сигнал, задаваемый программной накладкой ХВ11.

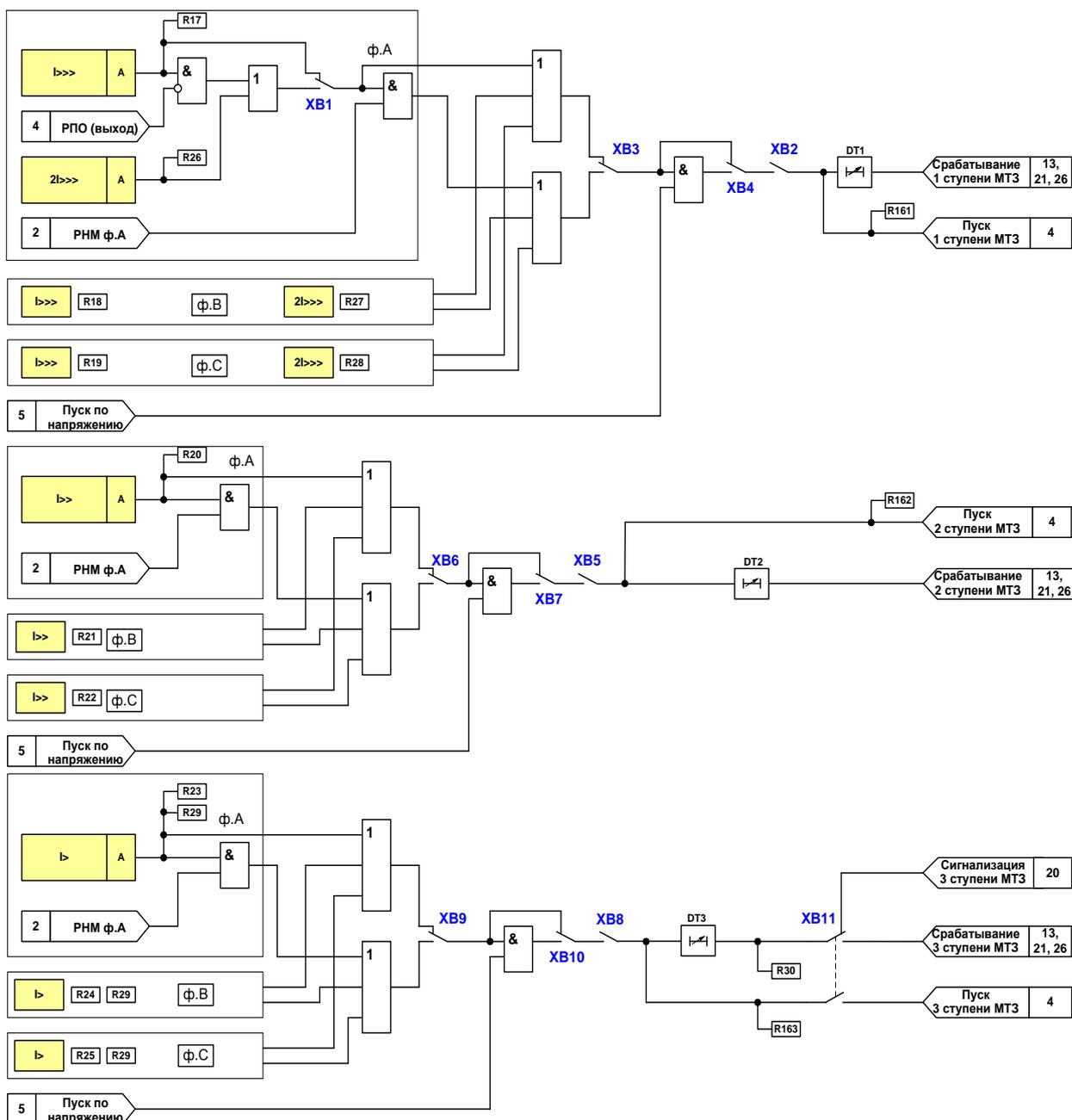


Рисунок 7 – Функциональная схема трёхступенчатой токовой защиты

Характеристики зависимости времени срабатывания 3 ступени МТЗ от тока соответствуют требованиям стандарта МЭК 255-4 и имеют три вида: чрезвычайно инверсная, сильно инверсная и нормально инверсная.

Время срабатывания для различных видов характеристик определяется по формуле:

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^2 - 1} \quad (11)$$

где: t- время срабатывания, с;

k - временной коэффициент, регулируемый от 0,1 до 2,0;

I - входной ток;

I_6 - базисный ток, соответствующий предельному значению тока, при котором защита с зависимой выдержкой времени не срабатывает;

α, β - коэффициенты, определяющие степень инверсии.

Значения коэффициентов α и β для различных типов характеристик приведены в табл.1.

Таблица 1 – Значения коэффициентов

| Вид характеристики | α | β |
|-----------------------|----------|---------|
| Нормально инверсная | 0,02 | 0,14 |
| Сильно инверсная | 1,0 | 13,5 |
| Чрезвычайно инверсная | 2,0 | 80,0 |

3.2.1 Выбор трансформаторов тока

Расчёт рабочего тока в линии [11]:

$$I_{рлфл} = \frac{S_{нагрфл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (12)$$

Фидера 17, 18 СК:

$$I_{рлфл17-18} = \frac{9081 + 9200}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1,6 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 2000/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 2кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем [10].

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 2000/5 приведены в таблице 2:

Таблица 2 – Основные характеристики ТОЛ-10 2000/5

| | |
|--|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 2000 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической | 102 |

| | |
|---------------|--|
| стойкости, кА | |
|---------------|--|

Фидера 2, 8 СК: 11,43

$$I_{рлф2-8} = \frac{5260}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,46 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 1000/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 1кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 1000/5 приведены в таблице 3:

Таблица 3 – Основные характеристики ТОЛ-10 1000/5

| | |
|---|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 1000 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |

Фидера 11, 20 СК:

$$I_{рлф11-20} = \frac{4830}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,42 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 500/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 0,5 кА.

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 500/5 приведены в таблице 4:

Таблица 4 – Основные характеристики ТОЛ-10 500/5

| | |
|--|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 500 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |

| | |
|---|-----|
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |
|---|-----|

Фидер 13:

$$I_{рлф13} = \frac{9400}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,82 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 1200/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 1,2кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 1200/5 приведены в таблице 5:

Таблица 5 – Основные характеристики ТОЛ-10 1200/5

| | |
|---|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 1200 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |

Фидер 7:

$$I_{рлф7} = \frac{3451}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,3 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 750/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 0,75 кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 750/5 приведены в таблице 6:

Таблица 6 – Основные характеристики ТОЛ-10 750/5

| | |
|--|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |

| | |
|---|-----|
| Номинальный первичный ток, А | 750 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |

Фидер 6:

$$I_{рлф6} = \frac{3833}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,33 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 600/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 0,6 кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 600/5 приведены в таблице 7:

Таблица 7 – Основные характеристики ТОЛ-10 600/5

| | |
|---|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 600 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |

Фидера 1-16:

$$I_{рлф1-16} = \frac{1970}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 0,17 \text{ кА}$$

Выбираются ТОЛ-10 200/5 (опорные) с номинальным током первичной обмотки 0,2кА.

Основные параметры ТТ ТОЛ-10 200/5 приведены в таблице 8:

Таблица 8 – Основные характеристики ТОЛ-10 200/5

| | |
|----------------------------|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
|----------------------------|------|

| | |
|---|-----|
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 200 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 102 |

3.2.2 Расчёт уставок трёхступенчатой токовой защиты

Расчёт токовой отсечки [8]:

$$I_{с.з.то} = K_H \cdot K_{отс} \cdot I_{рл} \quad (13)$$

Ток уставки:

$$I_{у.то} = \frac{K_{сх} \cdot I_{с.з.то}}{n_T}, \quad (14)$$

где:

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки от максимального рабочего тока, 5

n_T – коэффициент трансформации, 2000/5

$K_{сх}$ – коэффициент схемы, 1 (так как ТТ соединены в звезду)

K_H – коэффициент надёжности, 1,1.

$I_{к.нн}$ – ток короткого замыкания в точке К1, приведённый к стороне НН

Расчёт токов второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.то} = K_H \cdot K_B \cdot I_{рл}, \quad (15)$$

где K_B – коэффициент возврата, для микропроцессорных реле принимается 0,9

Выдержку времени Δt принимаем равной 0,6 с.

Защита от перегрузок принимается с зависимой времятоковой чрезвычайно-инверсной характеристикой, отталкиваясь от максимального времени работы маслонаполненного трансформатора с перегрузкой 40% ($1,4I_{рл}$) [12] 1,5 минуты. Данная характеристика постоянно отслеживается персоналом

службы РЗА на каждом присоединении и вносятся коррективы по мере изменения нагрузок в линии [18].

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{сз.т3} = 2 \cdot I_{рл} \quad (16)$$

$$I_{пукст3} = \frac{K_{сх} \cdot I_{сз.т3}}{n_r} \quad (17)$$

Защита третьей ступени при пуске отработывает на сигнал «ПЕРЕГРУЗКА В СЕТИ» и отработывает дальше по заданному алгоритму (выдержка времени перед отключением уменьшается при увеличении тока в линии) [2]. Для всех третьих ступеней выбрана обратнозависимая чрезвычайно инверсная времятоковая характеристика.

Фидера 17, 18 СК:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{сз.то} = 1,1 \cdot 5 \cdot 1,6 = 8,8 \text{ кА}$$

$$I_{у.то} = \frac{1 \cdot 8800}{400} = 22 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{сз.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 1,6 = 1,67 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 1670}{400} = 4,18 \text{ А}$$

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{сз.т3} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 \text{ кА}$$

$$I_{пукст3} = \frac{1 \cdot 3200}{400} = 8 \text{ А}$$

Так как в 3й ступени получились уставки выше почти в 2 раза, чем во второй, то необходимо загрузить уставки 2й ступени, благо запас от тока срабатывания защиты до максимального тока кз нам позволяет. Так же необходимость в загрузке уставок вызвана тем, что линия развивается и нагрузка увеличивается с подключением новых потребителей. Подключение новых потребителей должно быть согласовано с релейной службой, однако

обычно закругление не делается, а сразу подбирается коэффициент отстройки под необходимый конечный результат [6]. В данных линиях закругим настройки в 3 раза для 2й ступени:

$$I_{с.з.т2з} \cdot 3 = 1,67 \cdot 3 = 5,01 \text{ кА} \quad (18)$$
$$I_{у.т2з} = \frac{1 \cdot 5010}{2000/5} = 12,53 \text{ А}$$

Карта селективности представлена на рисунке 8.

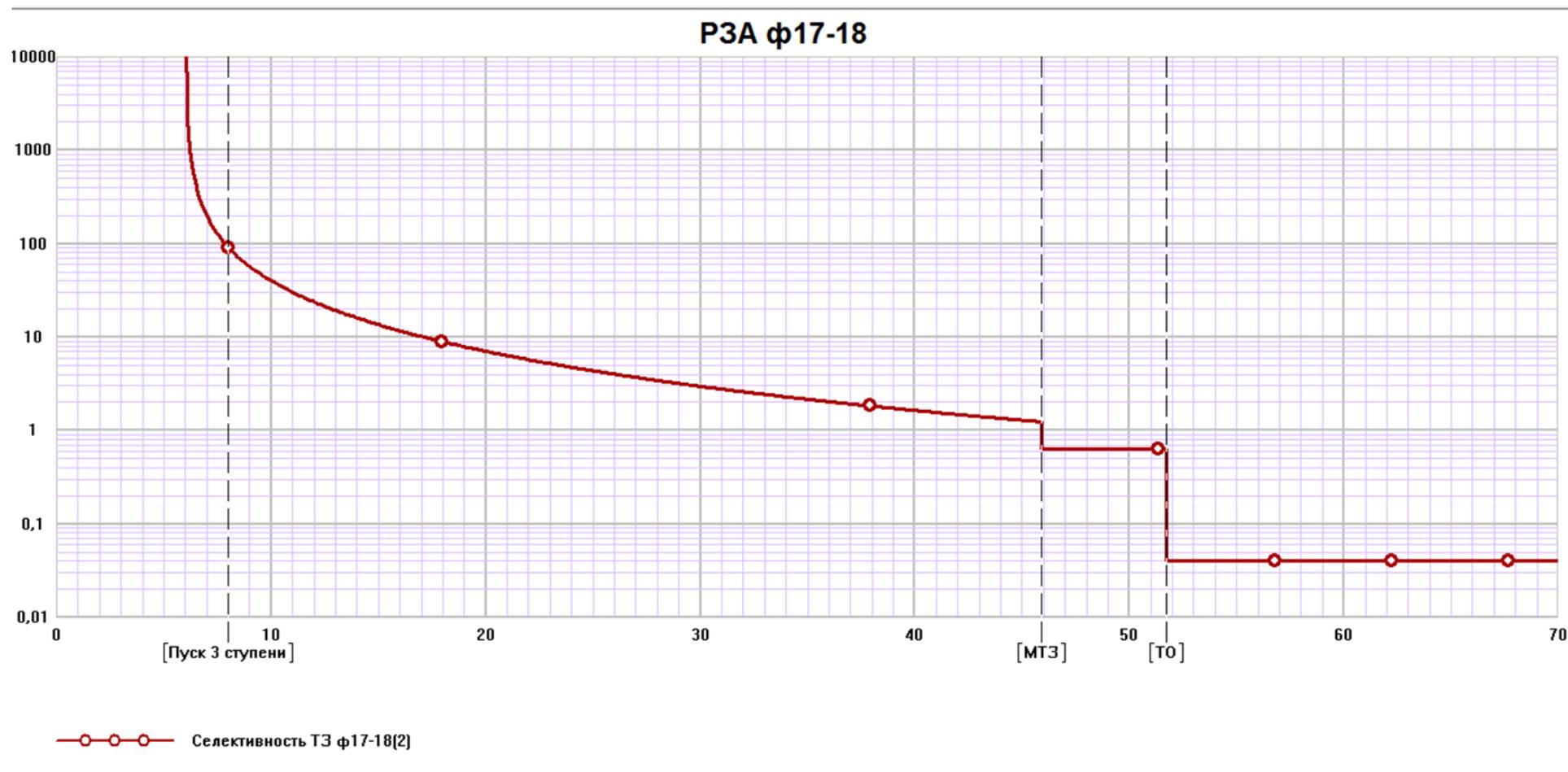


Рисунок 8 – Карта селективности трёхступенчатой ТЗ ф 17, 18 СК

Фидера 2, 8 СК:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.то} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,46 = 2,53 \text{ кА}$$

$$I_{у.то} = \frac{1 \cdot 2530}{1000/5} = 12,65 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,46 = 0,396 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 396}{1000/5} = 1,98 \text{ А}$$

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{сз.т3} = 2 \cdot 0,46 = 0,92 \text{ кА}$$

$$I_{пускт3} = \frac{1 \cdot 920}{1000/5} = 4,6 \text{ А}$$

Корректировка (заглубление 2й ступени защиты):

$$I_{с.з.т2з} \cdot 3 = 0,396 \cdot 3 = 1,18 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2з} = \frac{1 \cdot 1180}{400} = 5,9 \text{ А}$$

Карта селективности представлена на рисунке 9.

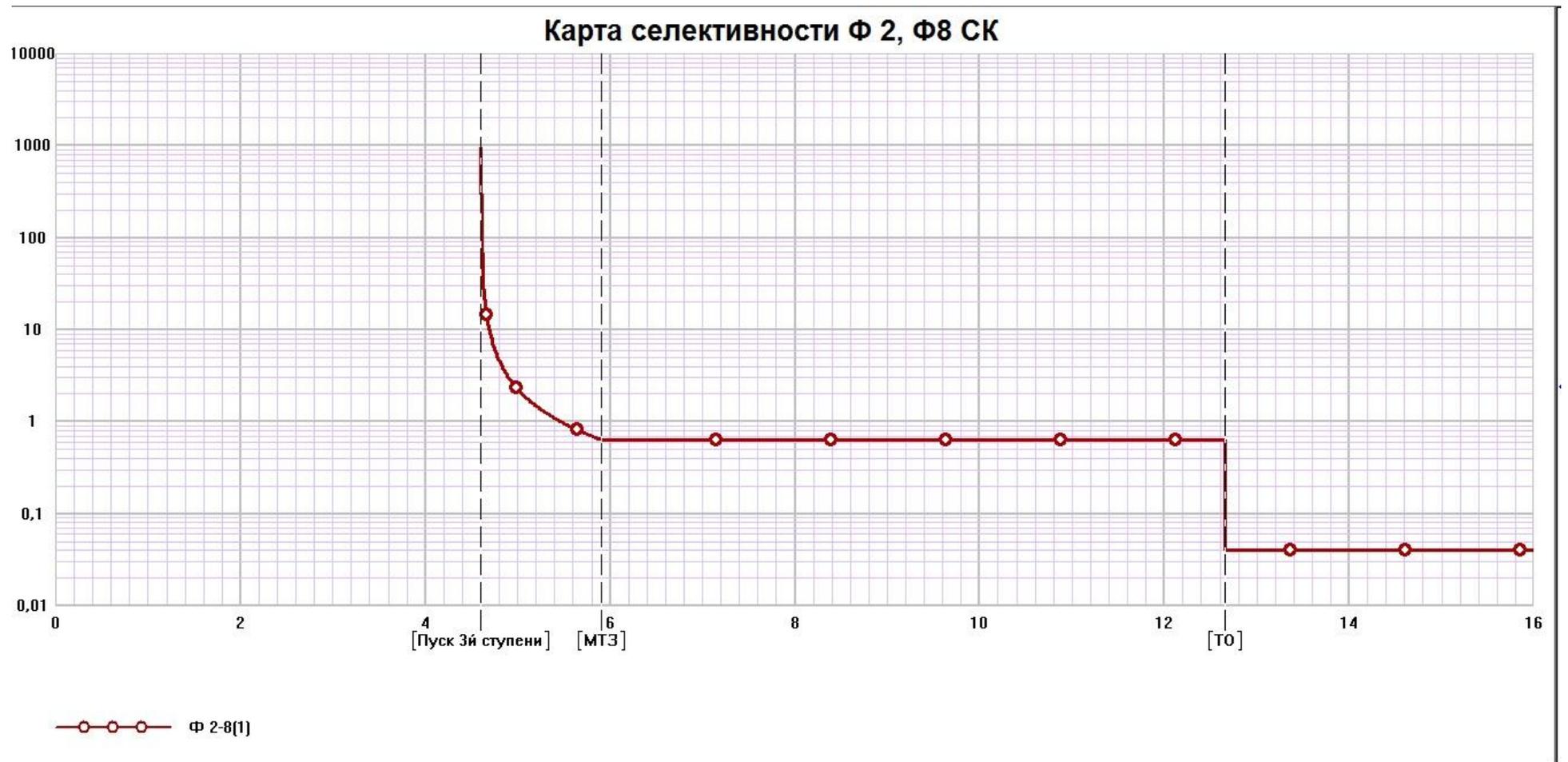


Рисунок 9 – Карта селективности фидеров 2, 8 СК

Фидера 11, 20 СК:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.то} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,42 = 2,31 \text{ кА}$$

$$I_{у.то} = \frac{1 \cdot 2310}{500/5} = 23,1 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,42 = 0,43 \text{ кА}$$

Принимаем 0,5 кА.

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 500}{500/5} = 5 \text{ А}$$

Так как в фидерах большая протяжённость КЛ, работать в режиме перегрузки такая линия не может, третья ступень не требуется, МТЗ приближена к максимальному рабочему току.

Карта селективности представлена на рисунке 10.

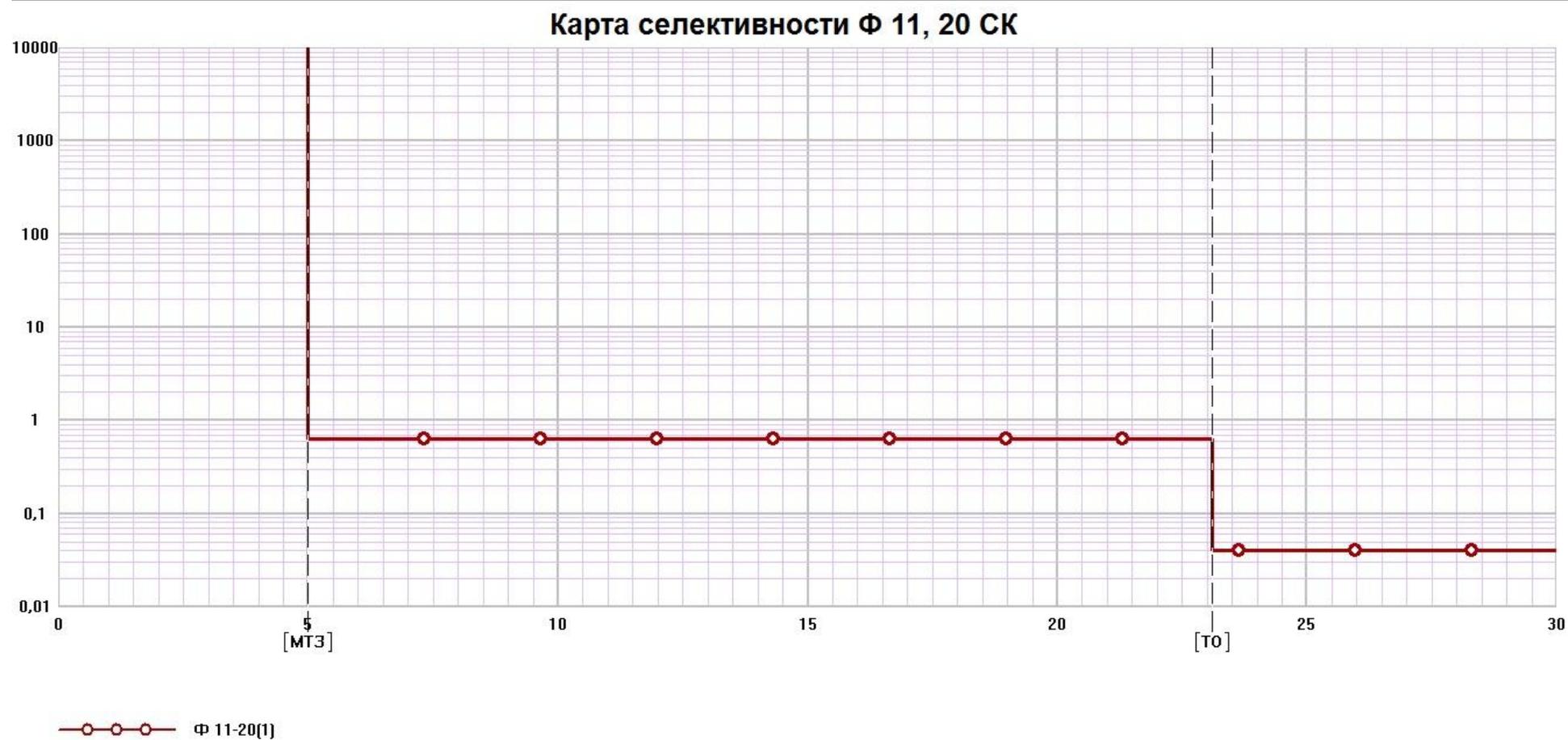


Рисунок 10 – Карта селективности фидеров 11, 20 СК

Фидер 13:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.то} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,82 = 4,51 \text{ кА}$$

$$I_{у.то} = \frac{1 \cdot 4510}{1200/5} = 18,79 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,82 = 0,81 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 810}{1200/5} = 3,38 \text{ А}$$

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{с.з.т3} = 2 \cdot 0,82 = 1,64 \text{ кА}$$

$$I_{пускт3} = \frac{1 \cdot 1640}{1200/5} = 6,8 \text{ А}$$

Корректировка (заглубление 2й ступени защиты):

$$I_{с.з.т2з} \cdot 3 = 0,81 \cdot 3 = 2,43 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2з} = \frac{1 \cdot 2430}{1200/5} = 10,13 \text{ А}$$

Карта селективности представлена на рисунке 11.

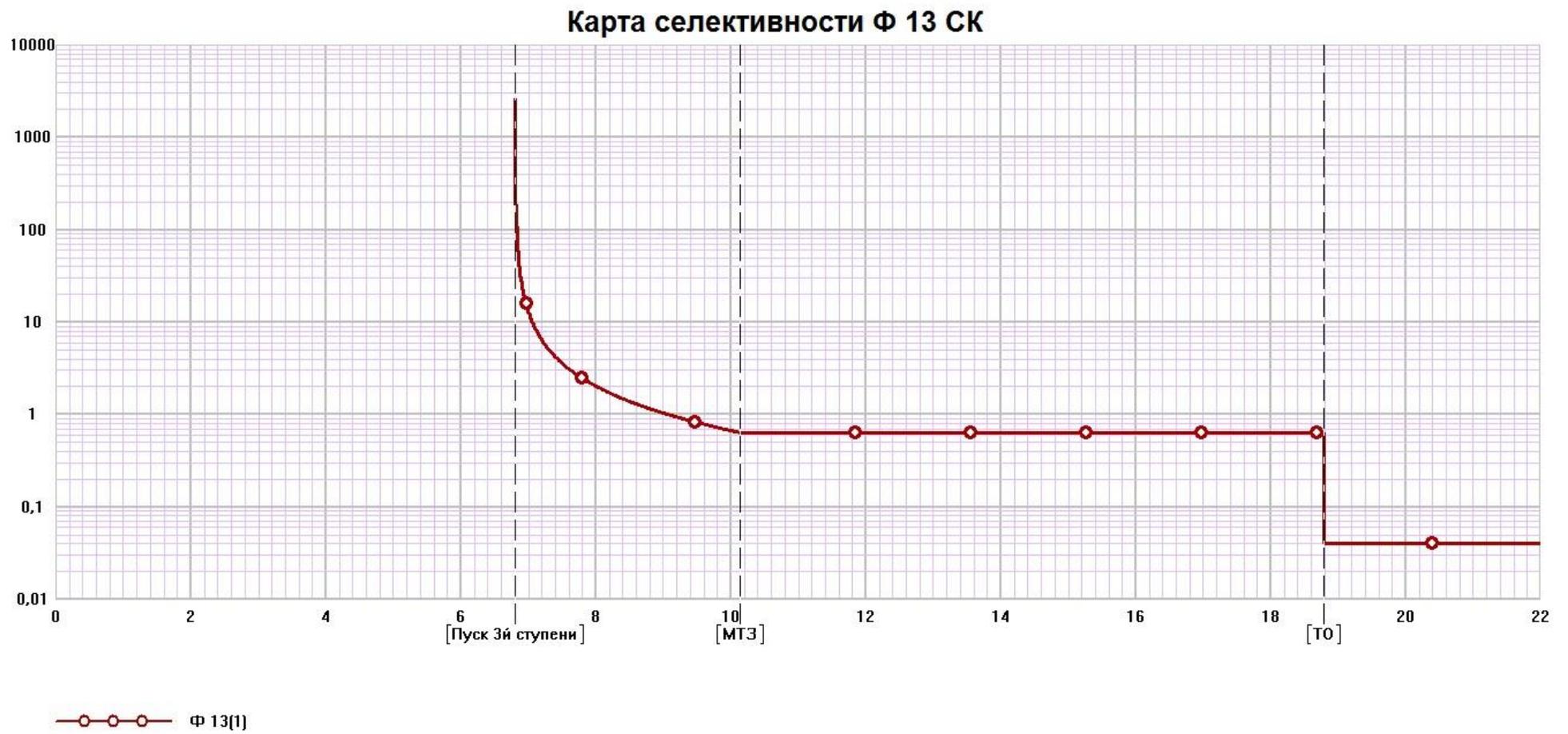


Рисунок 11 – Карта селективности фидера 13

Фидер 7:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.т0} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,3 = 1,65 \text{ кА}$$

$$I_{у.т0} = \frac{1 \cdot 1650}{750/5} = 11 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 0,297 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 297}{750/5} = 1,98 \text{ А}$$

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{с.з.т3} = 2 \cdot 0,3 = 0,6 \text{ кА}$$

$$I_{пускт3} = \frac{1 \cdot 600}{750/5} = 4 \text{ А}$$

Корректировка (загрубление 2й ступени защиты):

$$I_{с.з.т2з} \cdot 3 = 0,297 \cdot 3 = 0,89 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2з} = \frac{1 \cdot 890}{750/5} = 5,94 \text{ А}$$

Карта селективности представлена на рисунке 12.

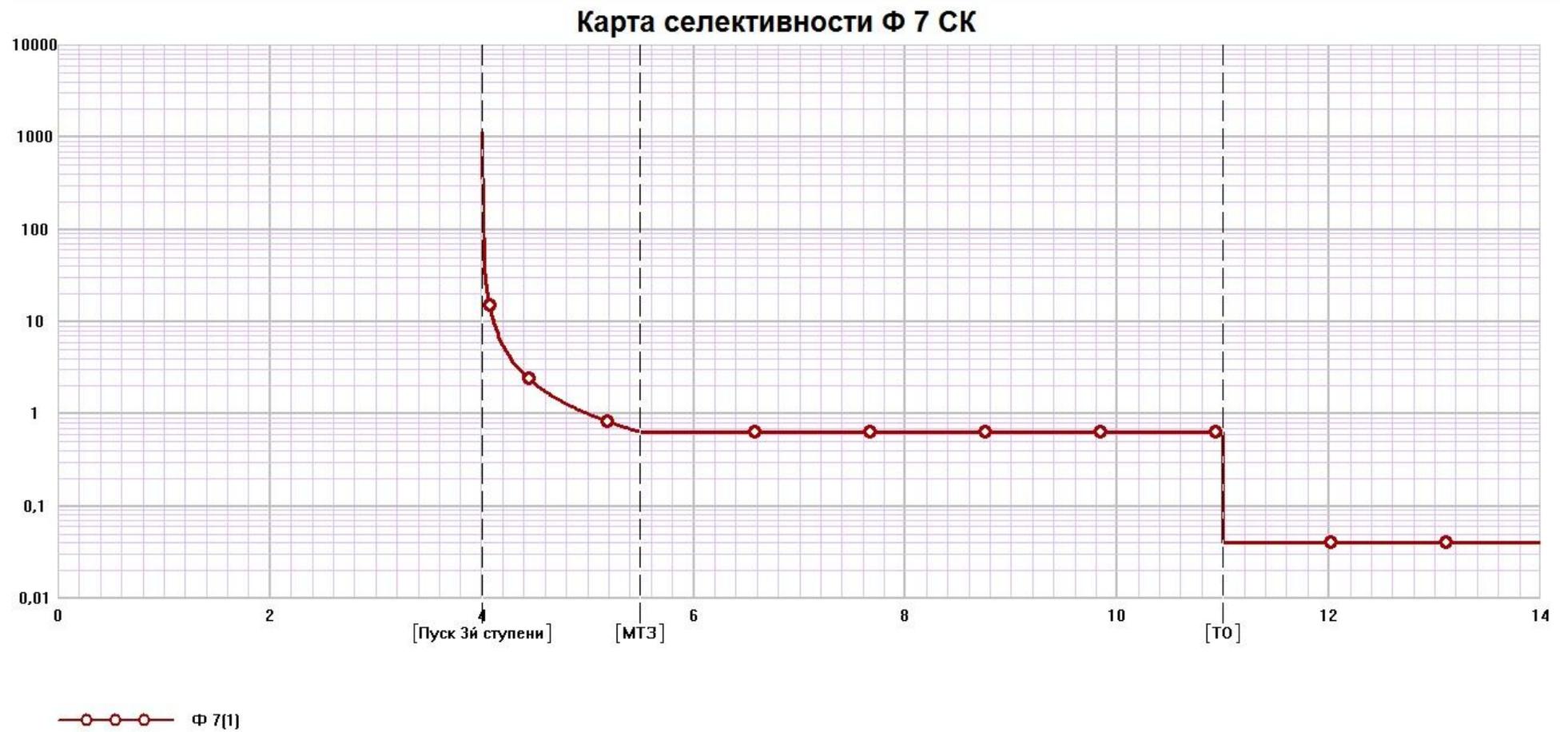


Рисунок 12 – Карта селективности фидера 7 СК

Фидер 6:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.го} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,33 = 1,86 \text{ кА}$$

$$I_{у.го} = \frac{1 \cdot 1860}{600/5} = 15,5 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,33 = 0,33 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 330}{600/5} = 2,75 \text{ А}$$

Расчёт уставок 3й ступени:

$$I_{с.з.т3} = 2 \cdot 0,33 = 0,66 \text{ кА}$$

$$I_{пускт3} = \frac{1 \cdot 660}{600/5} = 5,5 \text{ А}$$

Корректировка (заглубление 2й ступени защиты):

$$I_{с.з.т2з} \cdot 3 = 0,33 \cdot 3 = 0,99 \text{ кА}$$

$$I_{у.т2з} = \frac{1 \cdot 990}{750/5} = 8,25 \text{ А}$$

Карта селективности представлена на рисунке 13.

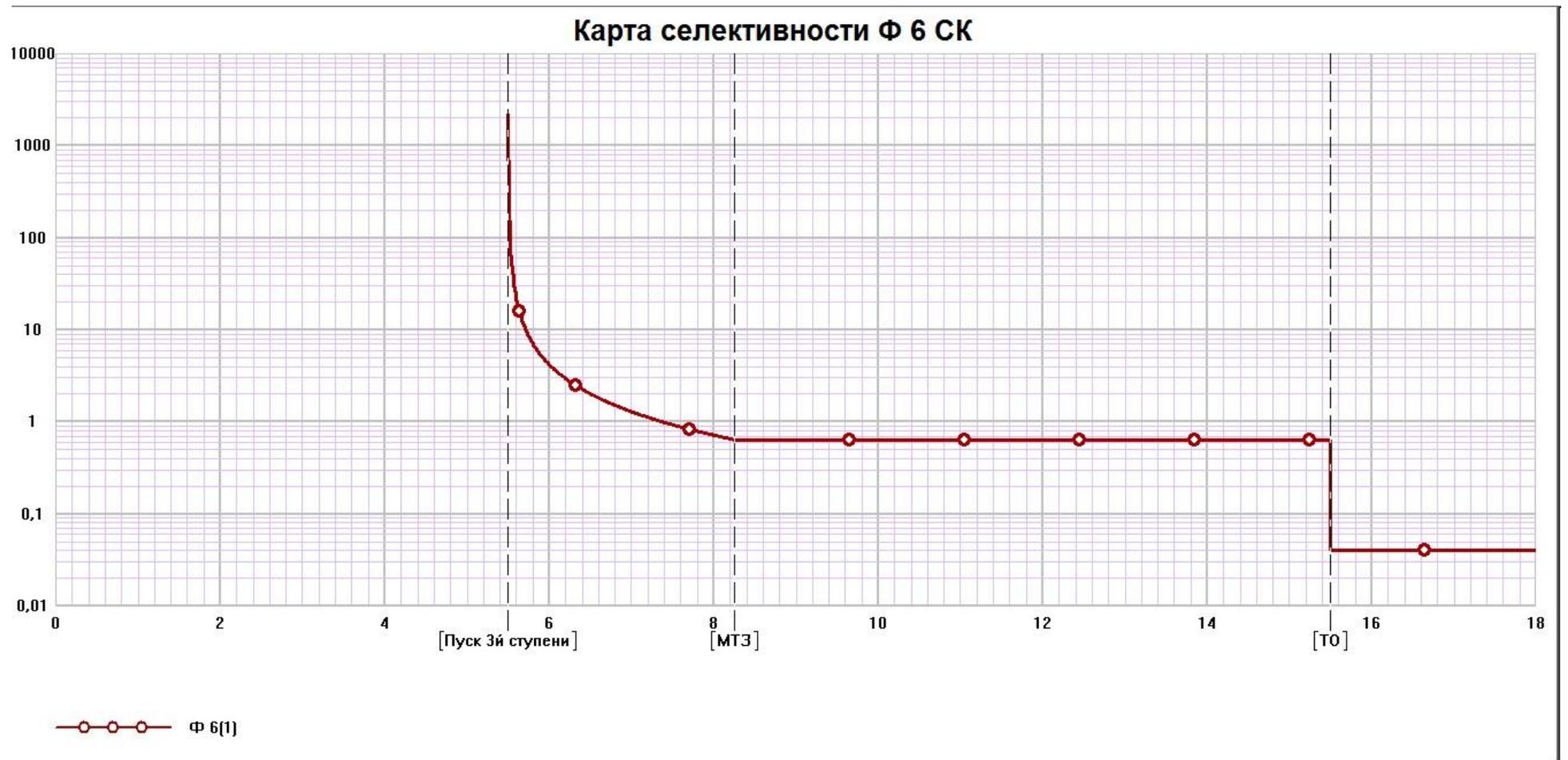


Рисунок 13 – карта селективности фидера 6 СК

Фидера 1-16:

Расчёт токовой отсечки:

$$I_{с.з.то} = 1,1 \cdot 5 \cdot 0,17 = 0,94 \text{ кА}$$

$$I_{у.то} = \frac{1 \cdot 940}{200/5} = 23,5 \text{ А}$$

Расчёт токов срабатывания второй ступени ТЗ (МТЗ):

$$I_{с.з.т2} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 0,17 = 0,18 \text{ кА}$$

Принимаем 0,25 кА.

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 250}{200/5} = 6,25 \text{ А}$$

Так как в фидерах большая протяжённость КЛ, работать в режиме перегрузки такая линия не может, третья ступень не требуется, МТЗ приближена к максимальному рабочему току.

Карта селективности представлена на рисунке 14.

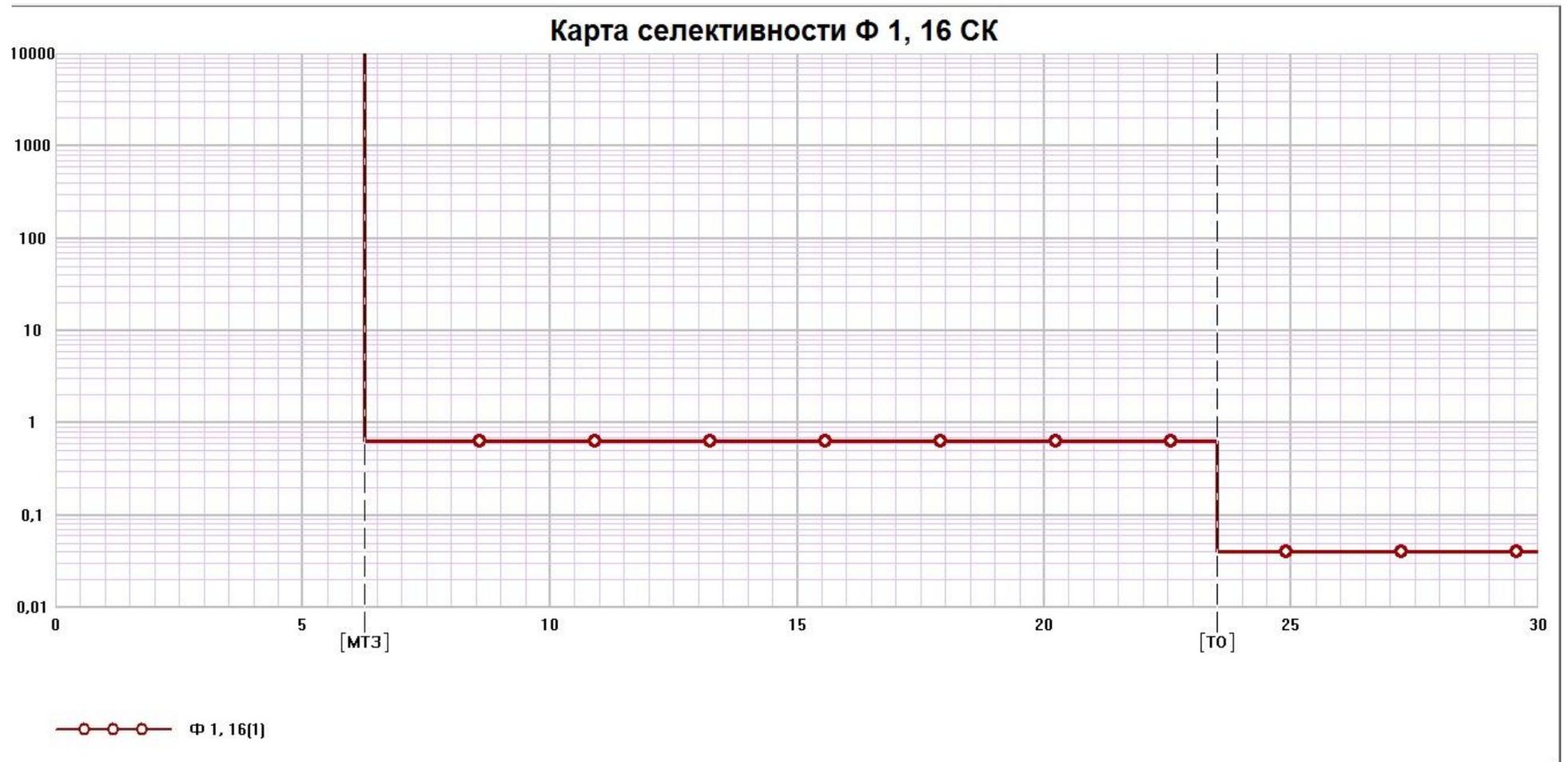


Рисунок 14 – Карта селективности фидеров 1, 16 СК

3.3 Проверка чувствительности токовой защиты

Чувствительность токовой защиты проверяют по двухфазному металлическому КЗ в конце линии.

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К2:

$$I_{\text{к.нн}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{к.нн}}^{(3)} \quad (19)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.нн}}^{(2)}}{I_{\text{сз.т}}} \quad (20)$$

Фидера 17, 18 СК:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К2:

$$I_{\text{к.нн}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16,55 = 14,33 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{14,33}{8,8} = 1,63$$

Для МТЗ:

$$K_{\text{ч.т2}} = \frac{14,33}{5,01} = 2,86$$

В обоих случаях выполняется условие $K_{\text{ч}} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидера 2, 8 СК:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К3:

$$I_{\text{к.нн}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,64 = 16,14 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{\text{ч.то}} = \frac{16,14}{2,53} = 6,38$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{16,14}{1,18} = 13,6$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидера 11, 20 СК:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К4:

$$I_{к.нн}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,64 = 16,14 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{ч.то} = \frac{16,14}{2,31} = 6,9$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{16,14}{0,5} = 32,28$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидер 13:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К5:

$$I_{к.нн}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,47 = 15,99 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{ч.то} = \frac{15,99}{4,51} = 3,55$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{15,99}{2,43} = 6,58$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидер 7:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К6:

$$I_{к.нн}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,47 = 15,99 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{ч.то} = \frac{15,99}{1,65} = 9,69$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{15,99}{0,89} = 17,97$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидер 6:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К7:

$$I_{к.нн}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,64 = 16,14 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{ч.то} = \frac{16,14}{1,86} = 8,68$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{16,14}{0,99} = 16,3$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

Фидера 1-16:

Расчёт двухфазного металлического кз в точке К8:

$$I_{к.нн}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 18,47 = 15,99 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности:

Для ТО:

$$K_{ч.то} = \frac{15,99}{0,94} = 17,01$$

Для МТЗ:

$$K_{ч.т2} = \frac{15,99}{0,25} = 63,96$$

В обоих случаях выполняется условие $k_{ч} \geq 1,5$, следовательно уставки посчитаны верно.

3.4 Защита от замыканий на землю

ЗОЗЗ в соответствии с рис.15 может быть реализована одним из способов (по выбору):

- по току нулевой последовательности $3I_0$ основной частоты (с зависимой или независимой времятоковой характеристикой второй ступени) – две ступени (ХВ21 и ХВ23 – замкнуты, ХВ18 – разомкнут, ХВ22 – в верхнем по схеме положении);
- по напряжению нулевой последовательности $3U_0$ – одна ступень (ХВ18 – замкнут, остальные – разомкнуты);
- по току $3I_0$, напряжению $3U_0$ и взаимному направлению тока и напряжения нулевой последовательности (направленная защита) (ХВ20 и ХВ23 – замкнуты, ХВ18 и ХВ21 – разомкнуты, ХВ22 – в нижнем по схеме положении).

Ввод и вывод соответствующих функций ЗОЗЗ предусмотрен с помощью программных накладок ХВ18, ХВ20 - ХВ23.

Для обеих ступеней защиты от ОЗЗ предусмотрены режимы работы на отключение или только на сигнал, задаваемые программными накладками ХВ19 и ХВ24.

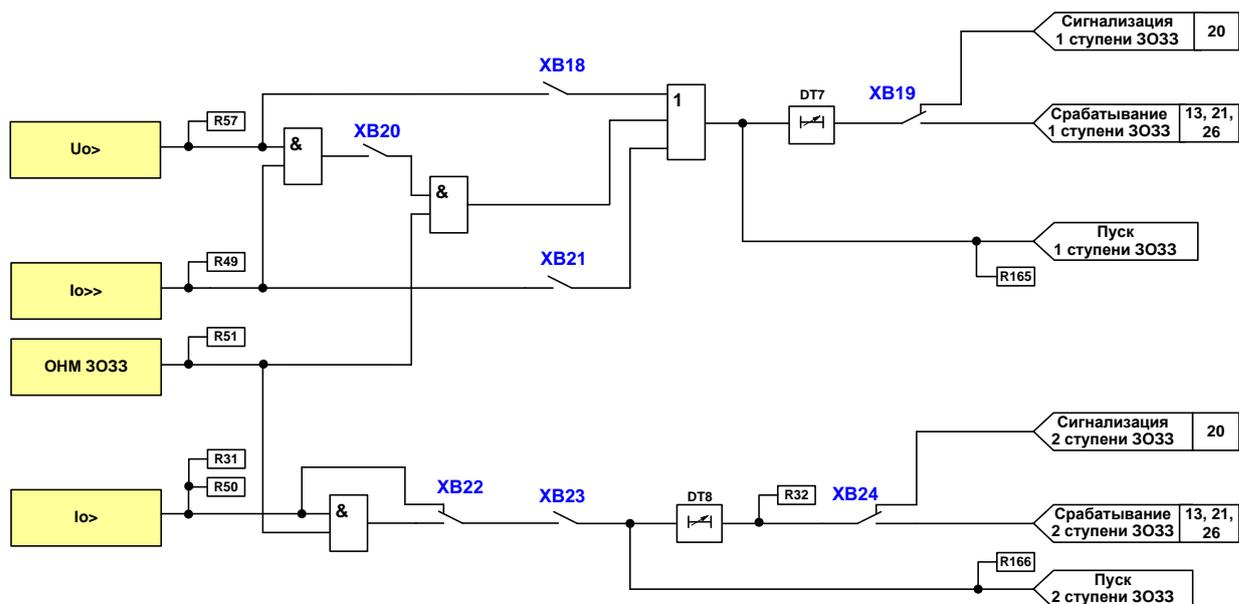


Рисунок 15 – Функциональная схема защиты от ОЗЗ.

Была выбрана одноступенчатая защита от ОЗЗ по напряжению нулевой последовательности $3U_0$ с отработкой только на сигнал.

3.5 Защита секционного выключателя и входных ячеек

На секционном выключателе (ячейка 20) и входных выключателях (ячейки 15 и 22) установлены такие-же терминалы как на отходящих ячейках. На этих трёх ячейках выбирается только МТЗ – токовая защита с выдержкой времени.

Так как отходящие линии – радиальные, параллельный режим работы трансформаторов – кратковременный, то уставки МТЗ для входных ячеек считаем так же как для кольцующихся фидеров – 1 набор на 2 ячейки с включенным СВ и отключенной одной из ячеек. Максимальный рабочий ток для выключателей в ячейках 15, 20, 22 будет максимальный рабочий ток всего РУ 6 кВ

Максимальный рабочий ток:

$$I_{\text{рmax}} = I_{\text{рлфп}} \quad (21)$$

$$I_{\text{рmax}} = 1,6 + 0,46 + 0,42 + 0,82 + 0,3 + 0,33 + 0,17 = 4,1 \text{ кА}$$

Выбираются ТШЛ-10-3 5000/5 (шинные) с номинальным током первичной обмотки 5кА – с учётом увеличения нагрузки в дальнейшем

Основные параметры ТТ ТШЛ-10-3 5000/5 приведены в таблице 9:

Таблица 9 – основные характеристики ТШЛ-10-3 5000/5

| | |
|---|------|
| Номинальное напряжение, кВ | 6-10 |
| Номинальная частота переменного тока, Гц | 50 |
| Номинальный первичный ток, А | 5000 |
| Номинальный вторичный ток, А | 5 |
| Односекундный ток термической стойкости кА | 40 |
| Односекундный ток электродинамической стойкости, кА | 96 |

Так как после секционного выключателя уже стоят комплекты трёхступенчатой токовой защиты, достаточно будет установить только МТЗ с выдержкой времени. Выдержка времени задаётся на Δt больше, чем на предыдущей ступени – то есть:

$$t_{с.з.МТЗсв} = t_{сМТЗф} + \Delta t \quad (22)$$

Где $t_{с.з.МТЗсв}$ – время срабатывания МТЗ на отходящих линиях, 0,64 с

$$t_{с.з.МТЗсв} = 0,64 + 0,6 = 1,24 \text{ с}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = 1,1 \cdot 0,9 \cdot 4,1 = 4,059 \text{ кА}$$

Принимаем $4,059 \cdot 1,5 = 6,1$ кА по условию допустимой 40%й перегрузке силового трансформатора

Ток уставки:

$$I_{у.т2} = \frac{1 \cdot 6100}{5000/5} = 6,1 \text{ А}$$

Для МТЗ входных ячеек токи срабатывания и уставки будут такими же, а время срабатывания защиты:

$$t_{с.з.МТЗвх} = 1,24 + 0,6 = 1,84 \text{ с}$$

Карта селективности всех ступеней комплектов защит представлена на рисунке

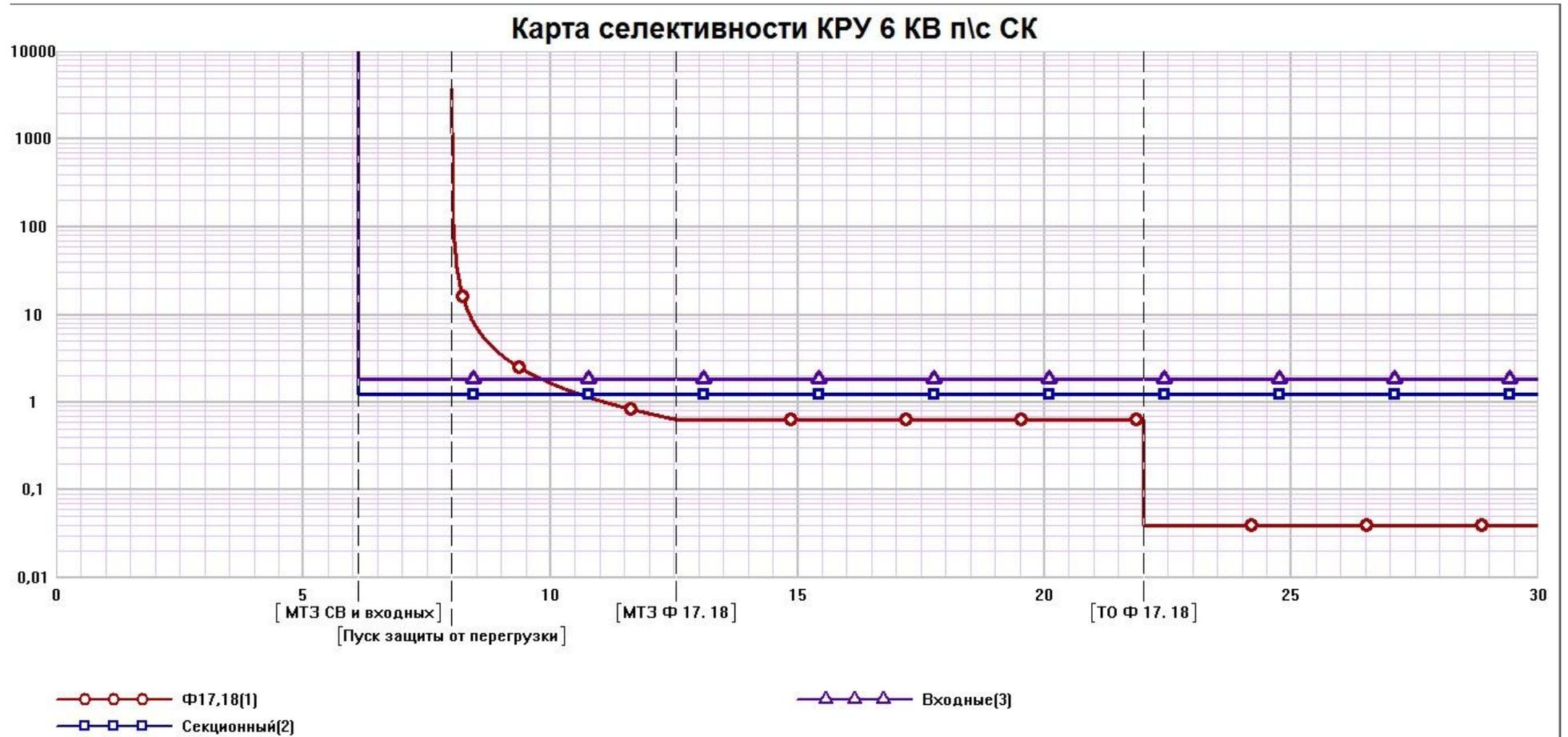


Рисунок 16 – Карта селективности РУ 6 кВ на примере Ф 17, 18 СК

Из рисунка 16 видно, что при включённом СВ его защита является ближним резервированием, а входных – дильним. Если СВ отключен – защита входных ячеек является ближним резервированием. Однако ввиду простоты настроек рекомендуется подключить УРОВ.

Проверка чувствительности защиты:

$$K_{\text{чвх}} = \frac{14,33}{4,059} = 3,5$$

Коэффициент удовлетворяет требованиям, предъявляемым к защите ВЛ.

Все рассчитанные и выбранные значения сведём в бланк уставок (табл. 9).

Таблица 10 – Сводная ведомость уставок РЗ ЗРУ 6 кВ

| Ячейка | 1,16 | 2, 8 | 6 | 7 | 11, 10 | 13 | 17, 18 | 20 (СВ) | 15, 22 |
|------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Рабочий ток, кА | 0,17 | 0,46 | 0,33 | 0,3 | 0,42 | 0,82 | 1,6 | 4,1 | 4,1 |
| ТТ | ТОЛ- 10 | ТШЛ- 10 | ТШЛ- 10 |
| K_T | 200/5 | 1000/5 | 600/5 | 750/5 | 500/5 | 1200/5 | 2000/5 | 5000/5 | 5000/5 |
| Ток КЗ, кА | 18,47 | 18,64 | 18,64 | 18,47 | 18,64 | 18,47 | 16,55 | 18,82 | 18,82 |
| $I_{\text{сзТО}}$, кА | 0,94 | 2,53 | 1,86 | 1,65 | 2,31 | 4,51 | 8,8 | - | - |
| $I_{\text{уТО}}$, А | 23,5 | 12,65 | 15,5 | 11 | 23,1 | 18,79 | 22 | - | - |
| $t_{\text{сзТО}}$, с | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | - | - |
| $K_{\text{чТО}}$ | 17,01 | 6,38 | 8,68 | 9,69 | 6,9 | 3,55 | 1,63 | - | - |
| $I_{\text{сМТЗ}}$, кА | 0,25 | 1,18 | 0,99 | 0,86 | 0,5 | 2,43 | 5,01 | 4,05 | 4,05 |
| $I_{\text{уМТЗ}}$, А | 6,25 | 5,9 | 8,25 | 5,94 | 5 | 10,13 | 12,53 | 6,1 | 6,1 |
| $t_{\text{сМТЗ}}$, с | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 | 0,64 |

Продолжение таблицы 10

| | | | | | | | | | |
|------------------|-------|------|------|-------|-------|------|------|-----|-----|
| $I_{c3П},$ кА | - | 0,92 | 0,66 | 0,6 | - | 1,64 | 3,2 | - | - |
| $I_{п3П},$ А | - | 4,6 | 5,5 | 4 | - | 6,8 | 8 | - | - |
| $K_{чМТЗ}$ | 63,96 | 13,6 | 16,3 | 17,97 | 32,28 | 6,58 | 2,86 | 3,5 | 3,5 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР рассчитана релейная защита КРУН (ЗРУ после реконструкции подстанции) 6 кВ подстанции 110/35/6 кВ «Синтезкаучук» ЗАО «ЭНЕРГЕТИКА И СВЯЗЬ СТРОИТЕЛЬСТВА». Защиты посчитаны для всех рабочих ячеек, на резервные ячейки рекомендуется устанавливать терминалы без настроек, либо же с настройками тех ячеек, которые они резервируют, однако бланк ставок позволяет в случае надобности быстр настроить резервный блок РЗ без дополнительных расчётов. Получен реальный опыт согласования максимальных токовых защит разных уровней – настройка срабатывания МТЗ входной ячейки, секционного выключателя и отходящих линий согласно расчётам и уставкам должны срабатывать только в зоне своей ответственности, однако в виду малого количество ступеней время протекания токов КЗ на шинах подстанции не превышают двух секунд, что позволяет вписываться в проверку электродинамической и термической стойкости оборудования (которая расчётно производится службой подстанций). Так же установка выбранных терминалов предполагает в будущем соединения их в сети и создание АРМ релейщиков и диспетчеров ОДС, изучения переходных процессов аварийных режимов и разработка новых конструктивных решений в релейной защите линий 6 кВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сивков А.А. Основы электроснабжения. Учебное пособие [Текст] / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш - Томск:Изд-во Томского политехнического университета. 2013.
2. Юндин М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению: учеб. пособие [Текст] / М.А. Юндин, А.М. Королев. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Санкт-Петербург: Лань. 2014.
3. Ополева Г.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов. Учебное пособие [Текст] / Г.Н. Ополева - Москва: Инфра-М. 2017.
4. Шукуров И.С. Инженерные сети: учебник [Текст] / И.С. Шукуров, И.Г. Дьяков, К.И. Микири. - Москва : МГСУ : ЭБС АСВ. 2016.
5. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов [Текст]/ В. А. Андреев. – 5-е изд., стер. – М.: Высш. шк. 2015. – 639 с.: ил.
6. Киреева Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебник для студ. учреждений сред. проф. Образования [Текст] / Э. А. Киреева, С. А. Цирук. – М.: Издательский центр «Академия». 2015. – 288 с.
7. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети: учебник [Текст] / И. Н. Ковалев. - Москва: Учеб.-метод. центр по образованию на железнодорожном транспорте. 2015.
8. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография [Текст] / М. А. Шабад, - СПб.: ПЭИПК, 2013. – 4е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
9. Синюкова Т.В. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания: метод.указания к практ. и курсов. работам [Текст] / Липецкий государственный технический университет; сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ. 2014.
10. Синюкова Т.В. Электроснабжение: выбор и проверка токоведущих частей и коммутационных аппаратов: метод. указания к практ. и курсов.

работам [Текст] / Липецкий государственный технический университет; сост. Т.В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ. 2014.

11. Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов [Текст] / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко.- М.: МЭИ. 2013.- 91 с.

12. Электроснабжение: методические указания к курсовой работе для студентов очной и очно-заочной форм обучения [Текст] / сост. Т. В. Синюкова. - Липецк: ЛГТУ. 2013.

13. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). –7-е изд. с изм. и доп. – СПб.: Энергоатомиздат. 2007.

14. Power System Protection Forum [Электронный ресурс]. - Режим доступа: [http://forum.pearlabs.com/ Network Protection & Automation Guide / 2011](http://forum.pearlabs.com/Network%20Protection%20&%20Automation%20Guide%20/2011) ALSTOM GRID MAY 2011 ISBN: 978-0-9568678-0-3

15. Abdelmoumene, A. and Bentarzi, H. (2013). Reliability Enhancement of Power Transformer Protection System. Journal of Basic and Applied Scientific Research.

16. Babu, K. V., Tripathy, M. & Singh, A. K. (2014). Recent techniques used in transmission line protection: a review. International Journal of Engineering, Science and Technology.

17. Gurevich, V. (2012). Technological Advance in Relay Protection: Dangerous Tendencies. Electrical Engineering and Electromechanics.

18. Wang, X. R., Hopkinson, K. M., Thorp, J. S., Giovanini, R., Birman, K., & Coury, D. (2002). Developing an agent-based backup protection system for transmission networks. In First International Conference on Power Systems and Communication Systems Infrastructures for the Future, Beijing.

19. Релематика [Сайт] URL. <https://www.relematika.ru>

20. ООО НПП «ЭКРА» [Сайт] URL. <https://www.ekra.ru>