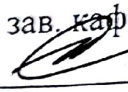


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

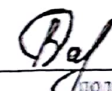
Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
И. о. зав. кафедрой
 Н.В. Савина
« 15 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

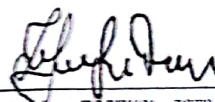
на тему: Проектирование защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ КС – 7А - Ледяная и трансформатора на подстанции КС-7а

Исполнитель
студент группы 442 об 3(П)-2


_____ 06.06.18
подпись, дата


В.В. Савин

Руководитель
кан. техн. наук, профессор


_____ 06.06.18
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по разделу безопасности и экологичность
канд. техн. наук, доцент


_____ 01.06.18
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
канд. техн. наук,
доцент


_____ 10.06.18
подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 12 » 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Савина Виталия
Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование защиты
автоматически выходящей линии напряжения сакв КС-7А - Ледяное и
проектирование ПК КС-7А (утверждена приказом от 12.03.2018 № 573-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 06.06.2018г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Отчеты о
состоянии Амурской области, диссертации по КС на линиях, проектируемых
в настоящее время.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих
разработке вопросов): Определение необходимости строительства ПК КС-7А,
выбор оборудования на ПК КС-7А, выбор и расчет защитных устройств РЗН
для линии ПК КС-7А - ПК Ледяное

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков,
схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) ВКР
содержит в себе 23 таблицы, 5 иллюстраций для выполнения
РД, 10 рисунков

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием отно-
сящихся к ним разделов) Трушков Андрей Борисович консультантом
по разделу Безопасность и надежность

7. Дата выдачи задания 12.03.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Михайлов
Юрий Викторович, канд. техн. наук, профессор.
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 70 с., формул 27, таблицы 23, источников 15, рисунков 10.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ЗАЩИТА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНО ЗАЩИТА ЛИНИИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА.

В данной бакалаврской работе надо провести выбор принципов релейной защиты, выполнить расчет уставок релейной защиты воздушной линии 220 кВ «КС - 7а - Ледяная» и силового трансформатора на ПС КС - 7а.

Цель работы – расчет релейной защиты и автоматики на силовом трансформаторе и линию электропередачи.

Основу исследований составляет теория расчета релейной защиты.

На основании метода расчета релейной защиты были проведены качественные расчеты по выбору защит, устанавливаемых на силовом трансформаторе и линию электропередачи.

Все расчеты проводим в программе ПК «MathCad 15», оформление ВКР выполнено в «Microsoft Word», так же для схем использовалось программное обеспечение «Microsoft Visio» .

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1. Обоснование необходимости строительства подстанции КС - 7А	11
1.1 Краткая характеристика энергорайона	11
1.2 Краткая характеристика климата района	13
2. Расчет токов короткого замыкания	14
3. Выбор и проверка оборудования на ПС К 220 кВ КС - 7А	16
3.1 Выбор и проверка выключателей	16
3.2 Выбор и проверка разъединителей	20
3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	21
3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	25
3.5 Выбор ограничителя перенапряжения	28
3.6 Выбор высокочастотного заградителя	29
3.7 Выбор трансформатора собственных нужд	31
4. Выбор устройств РЗА для ЛЭП	32
4.1 Выбор защит линии	32
4.1.1 Расчет уставок дистанционной защиты	34
4.1.2 Перерасчет уставок в микропроцессорное исполнение	38
4.1.3 Расчет уставок МТО и ТЗНП	42
4.1.4 Расчет уставок ДЗЛ	45
4.1.5 Выбор уставок дифференциальной защиты	45
5. Выбор защит шин (ошиновки)	47
5.1 Дифференциальная защита шин	47
5.2 Расчет дифференциальной защиты шин	48
6. Выбор защит трансформатора	51
6.1 Выбор уставок дифференциальной защиты	51
6.2 Расчет и выбор уставок ДЗТ	51
6.3 Газовая защита трансформатора	52

6.4 МТЗ	53
7. Устройства сетевой автоматики	54
7.1 АПВ	54
7.2 УРОВ	56
7.3 Система оперативного постоянного тока	58
8. Безопасность и экологичность проектируемого объекта	59
8.1 Безопасность	59
8.1.1 Расчет санитарно - защитной зоны для шума ПС	63
8.2 Чрезвычайные ситуации	65
8.3 Экологичность	67
Заключение	68
Библиографический список	69
Приложение А. Расчет в ПВК MathCad 2015	71

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

ТО – токовая отсечка;

ДЗ – дистанционная защита;

С.З. – срабатывание защиты;

С.Р. – срабатывание реле;

ТЗНП - токовые защиты нулевой последовательности;

ЛЭП – линия электропередачи;

АПВ - автоматическое повторное включение;

УРОВ - устройство отказа выключателя;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ПА – противоаварийная автоматика;

СА – сетевая автоматика;

ДЗЛ - дифференциальная защита линии;

ДЗТ - дифференциальная защита трансформатора;

ОПН - ограничитель перенапряжения.

ВВЕДЕНИЕ

Бакалаврская работа заключается в проектировании защиты воздушной линии 220 кВ "КС - 7а - Ледяная" и силового трансформатора на подстанции 220 кВ КС - 7а.

ПС КС - 7а устанавливается в отпайку воздушной линии между подстанциями 220 кВ Амурская и Ледяная. Данная подстанция будет питать газоперекачивающую станцию.

Для строящегося газопровода, необходима электрификация газоперекачивающих станций, которые будут управлять работоспособностью насосов, на КС "Зейской" будет стоять подстанция 220 кВ КС - 7А, которая в данном случае, как раз и будет служить для обеспечения непрерывного энергоснабжения. Для обеспечения непрерывности и устойчивости, на подстанции предусмотрена релейная защита всего сетевого оборудования.

На всех технологических этапах производства, передачи и распределения электрических мощностей возможно возникновение аварийных ситуаций, которые способны разрушить техническое оборудование или привести к гибели обслуживающий персонал за очень короткое время, исчисляемая долями секунды.

Качество электроэнергии строго регламентируется техническими нормативами:

- амплитудой напряжения и тока;
- частотой сети;
- формой синусоидальной гармоники и наличием в ней посторонних шумов;
- направлением, величиной и качеством мощности;
- фазой сигнала и некоторыми другими параметрами.

Под каждую из этих характеристик создаются определённые виды релейных защит. Они после ввода в работу:

- постоянно отслеживают измерительным органом — реле состояние одного или нескольких параметров сети. Например, тока, напряжения,

частоты, фазы, мощности и непрерывно сравнивают его величину с заранее установленным диапазоном, называемым уставкой;

- в случае выхода контролируемой величины за нормированную границу измерительный орган срабатывает и переключением положения своих контактов коммутирует цепи подключенной логической части;

- в зависимости от решаемых задач логика схемы настроена на определенные алгоритмы. Она выполняет их воздействием на коммутационный аппарат, например, соленоид отключения выключателя первичного оборудования электрической схемы;

- силовой выключатель ликвидирует возникшую неисправность в схеме снятием с нее питания.

По видам контролируемого параметра защиты делят на [2] :

- токовые,
- напряжения;
- дистанционные (сопротивления линии);
- частоты;
- мощности;
- фазы и другие.

По типу исполнения РЗ бывают [3] :

- микропроцессорные;
- электромеханические;
- микроэлектронные.

На протяжении 10 лет, происходит замена старого оборудования защит на новое, то есть переход от электромеханического исполнения РЗ на микропроцессорное. Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы — микроконтроллеров (микропроцессорных элементов). Характеристики микропроцессорных устройств релейной защиты во многом повторяют характеристики аналогичных устройств, выполненных на электромеханической или электронной элементной базе. Немаловажным является также то обстоятельство, что обладая, как правило, незначи-

тельными габаритами, цифровое устройство реализует алгоритмы всех защит и устройств автоматики, требующихся для отдельных энергообъектов согласно действующим Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) . При этом обеспечено гибкое конфигурирование терминала защиты: в действие можно ввести только те защиты и виды автоматики, которые требуются. Возможно также подключение к терминалу внешних защит, в нем не реализованных.

Отказ от старого оборудования привел к значительным плюсам, так как МП РЗА обладает рядом дополнительных функций, более компактное размещение в панелях РЗА, управление устройствами стало значительно проще и удобнее. Следует отметить, что возможность подключения микропроцессорных устройств управления, автоматики и защиты оборудования к системе АСУ ТП позволяет дистанционно осуществлять контроль над режимом работы оборудования, а также производить операции с коммутационными аппаратами (выключателями) без необходимости наличия на подстанции постоянного обслуживающего персонала.

Микропроцессорные системы релейной защиты точно работают по тем же принципам быстродействия, избирательности, чувствительности и надежности, что и обычные устройства РЗА. Так же наряду с достоинствами, появляются своего рода недостатки: оборудование на базе микропроцессора стоит дороже, чем электромеханическое; для замены, вышедшего из строя элемента, понадобится много времени на поиски детали, взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя.

Характеристики микропроцессорных устройств релейной защиты во многом повторяют характеристики аналогичных устройств, выполненных на электромеханической или электронной элементной базе.

Для достижения поставленной цели необходимо осуществить ряд задач:

- 1 выбрать устройства РЗА ЛЭП 220 кВ КС-7а – Ледяная;
- 2 выбрать устройства РЗА трансформатора ПС 220 кВ КС-7а;
- 3 произвести расчет необходимых параметров сети и защищаемого оборудования;
- 4 рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;
- 5 сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ КС - 7а

В октябре 2017 года ООО «ССК «Газрегион» начало строительство компрессорной станции «Зейская», которую питать будет подстанция 220 кВ КС - 7а, на магистральном газопроводе «Сила Сибири». Станция находится на территории Свободненского района Амурской области, в 18 км. от районного центра.

Газоперекачивающая станция КС-7а «Зейская» предназначена для транспортировки газа с Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения и газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа, с учетом экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

ПС 220 кВ КС-7А является объектом электросетевого хозяйства филиала АО «ДРСК» «Амурские электрические сети» и предназначена для электроснабжения потребителей компрессорной станции КС-7А ООО «Газпром трансгаз Томск», реализуемой в рамках программы строительства магистрального газопровода «Сила Сибири».

1.1 Краткая характеристика энергорайона, принципиальная схема сети.

ПС КС - 7а - подстанция 220 кВ трансформаторной мощностью 20 МВА, ведется строительство данной подстанции. Она будет обеспечивать электроснабжение компрессорной станции "Зейская", недалеко от города Свободный. Рабочее напряжение: 220/10 кВ. Количество силовых трансформаторов: 2.

ПС 220 кВ КС-7А глубокого ввода, включает в себя трансформаторный узел (два двухобмоточных трансформатора мощностью 10 МВА) и РУ 10 кВ.

ПС Ледяная - подстанция 220 кВ трансформаторной мощностью 40 МВА. Введена в эксплуатацию в середине 1970 - х годов. Участвует в транзите электроэнергии поставляемой Зейской ГЭС, в объединенную энергосистему Востока, обеспечивая электроснабжение более 80 тысяч жителей Сво-

бодненского района. Располагается в Амурской области, Свободненский район, пос. Углегорск. Рабочее напряжение: 220/35/6 кВ. Количество силовых трансформаторов: 2.

ПС соединены ЛЭП в виде одноцепной ВЛ. Марка провода – АСО-300/39. Длина ВЛ составляет 19,6 км. Расчетные удельные параметры провода, а так же параметры трансформаторов приведены в Приложении А. Расчет параметров сетевого оборудования, необходимых для выбора и расчета устройств РЗА, который так же приведен в Приложении А.

Принципиальная схема участка рассматриваемой сети представлена на Рисунке 1.

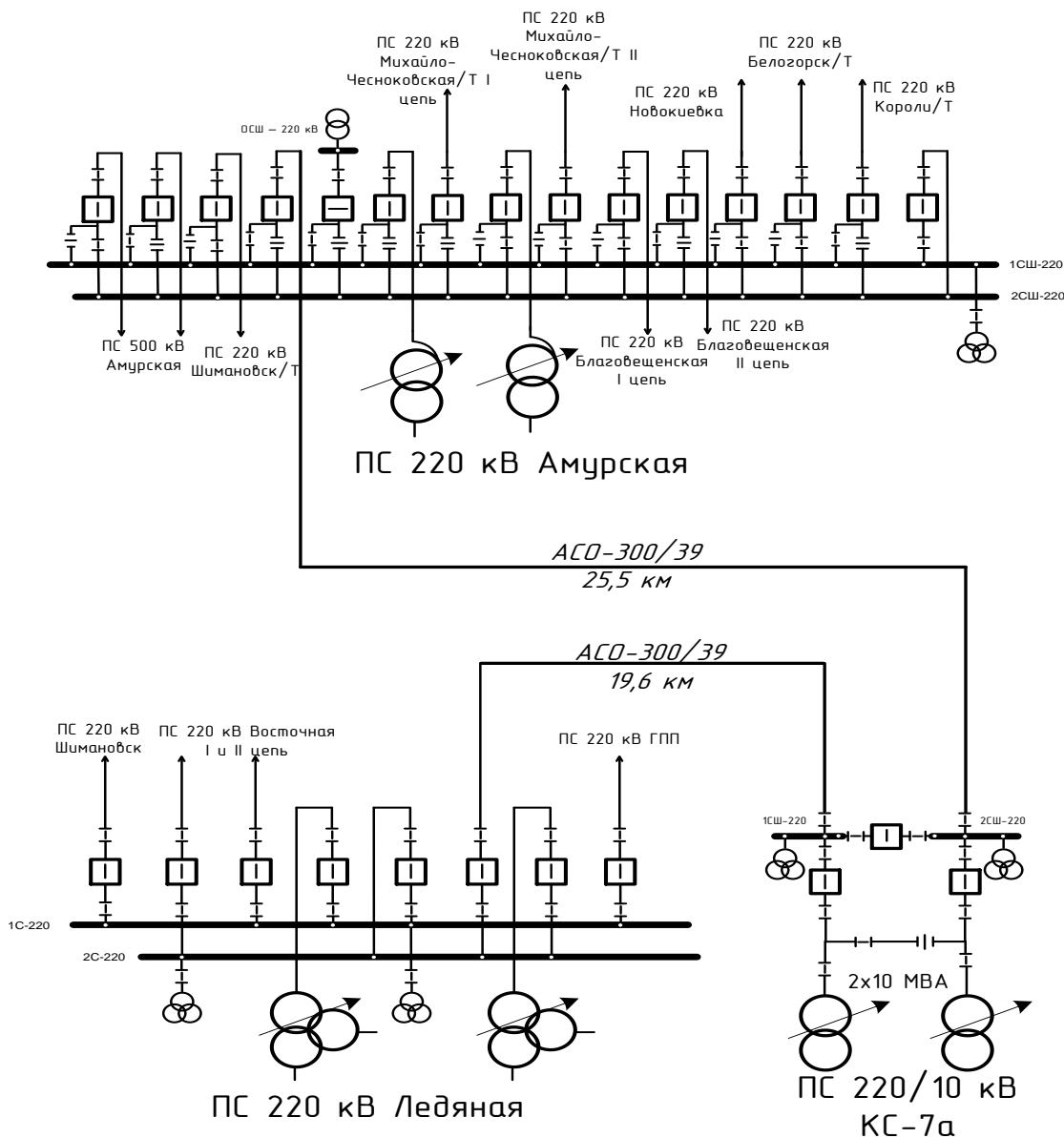


Рисунок 1 – Принципиальная схема сети

1.2 Краткая характеристика климата данного района

Свободненский район, как и вся территория Амурской области, находится в умеренном климатическом поясе. Тип климата – муссонный. Зимой здесь господствуют континентальные воздушные массы умеренных широт, поступающие из Азиатского максимума, поэтому зима холодная, солнечная и малоснежная. Средняя температура января (-28°C). Самая низкая температура (-48°C). Лето облачное и прохладное (средняя температура июля $+20^{\circ}\text{C}$; самая высокая температура $+40^{\circ}\text{C}$) Большое количество осадков, выпадающих в виде ливней. Среднегодовое количество – 600–800мм. Это связано с притоком морского воздуха с Тихого океана и активной циклонической деятельностью.

Летом территория района находится под влиянием области высокого давления. В это время много дождей. Абсолютный максимум для Свободненского района – 40мм. Такие дожди часто приводят к повышению уровня воды в реках и к угрозе наводнений. Район по гололеду- 2, район по ветровому давлению – 3, влажность воздуха: 78 %

Среднегодовая продолжительность гроз на части территории края больше 10 часов, а на части территории превышает 40 часов. Удельная плотность ударов молнии в землю q варьируется от 1 и менее до 4 ($1/(\text{км}^2 \text{ год})$).

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.

Для того что бы рассчитать уставки релейной защиты оборудования, необходимо рассчитать токи короткого замыкания.

Расчет ведется для определения однофазных, двухфазных и трехфазных токов. Оборудование релейной защиты выбирается по минимальным значениям токов короткого замыкания.

На основании исходных данных таких, как суммарные токи короткого замыкания на шинах питающих подстанций, мы можем определить все недостающие и необходимые значения токов.

Однако, в некоторых расчетных режимах есть необходимость в расчете дополнительных значений токов КЗ. На рисунке 1 показана расчетная схема.



Рисунок 2 - Расчетная схема

Расчет токов КЗ на шинах объектов прилегающей сети подробно приведен в приложении А. На рисунках 3, 4 изображены схемы замещения отдельных последовательностей и результаты расчета токов КЗ. Сворачивание схемы и расчет параметров схем замещения приведен, так же, в приложении А.

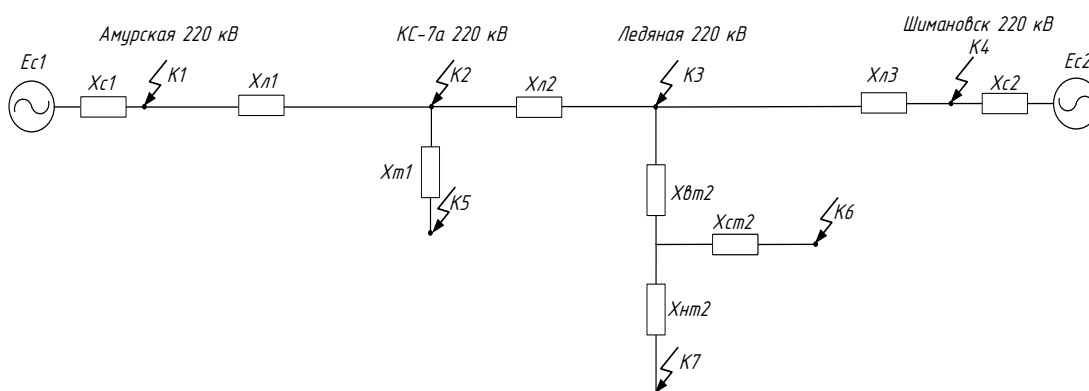


Рисунок 3 – Схема замещения сети прямой последовательности

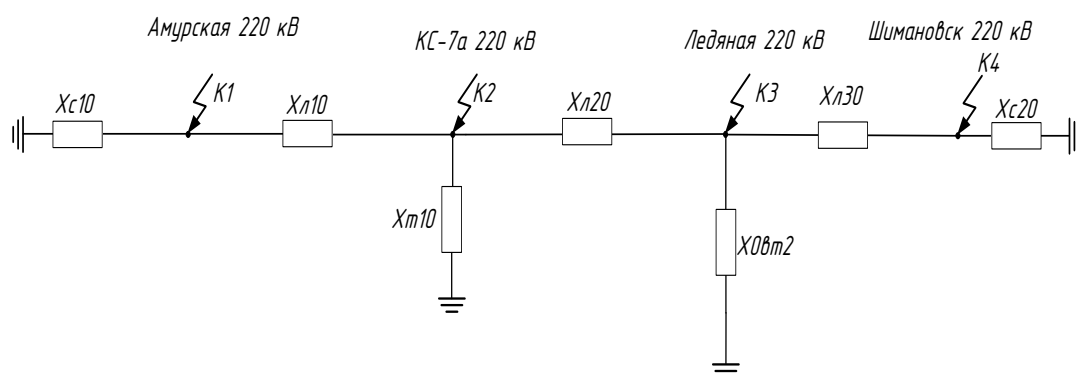


Рисунок 4 - Схема замещения сети нулевой последовательности

Расчетные точки и протекающие токи представлены в виде схемы в графической части курсового проекта. Уровни токов КЗ для основных точек расчетной модели сведем в Таблицу 1. Остальные значения токов КЗ рассчитаны в ходе определения параметров настройки и алгоритмов функционирования устройств РЗА и приведены в Приложении А.

Таблица 1 – Уровни токов КЗ в расчетных точках сети

Расчетная точка КЗ	Периодическая составляющая суммарного утроенного тока нулевой последовательности однофазного КЗ, кА	Периодическая составляющая суммарного тока прямой последовательности трёхфазного КЗ, кА
1	2	3
К1	12,248	15,049
К2	5,731	7,427
К3	5,911	6,904
К4	5,470	6,090
К5	2,85	-
К6	1,68	-
К7	0,845	-

3 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС 220 кВ КС - 7а

3.1 Выбор и проверка выключателей.

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны, элегазовые, вакуумные, импортные и т.д.

Предназначены для выполнения коммутационных операций (включений и отключений), а так же циклов АПВ при заданных условиях в нормальных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с номинальным напряжением. Выключатели не предназначены для коммутации шунтирующих реакторов и конденсаторных батарей.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{\text{ап.уст}} \leq U_{\text{уст ном}},$$

где $U_{\text{ап.уст}}$ – номинальное напряжение аппарата;

$U_{\text{уст ном}}$ – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ап.ном}},$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{\text{мах}},$$

где $i_{\text{мах}}$ – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Для установки в ОРУ 220 кВ выбираем элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/2500У1.

Выключатели серии ВГТ предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 и 60 Гц напряжением 110, 220, 330, 500 кВ.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{ПО}^2 (t_{ОТКЛ} + T_a), \quad (1)$$

где $t_{откл}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{откл} = 1,055$ с,

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, принимаем $T_a = 0,04$.

Тепловой импульс на 220 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, поэтому $t_{откл} = 1,055$ с.

$$\begin{aligned} B_K &= 4,287^2 \cdot (1,055 + 0,04) \\ B_K &= 20,124 \text{ кА}^2 \text{с} \end{aligned} \quad (2)$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$\begin{aligned} i_{АНОМ} &= \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_H}{100} \cdot I_{ОТКЛ} \\ i_{АНОМ} &= \sqrt{2} \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 40 \\ i_{АНОМ} &= 22,63 \text{ кА} \end{aligned} \quad (3)$$

где β_H - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_H = 0,4;$$

$I_{ОТКЛ}$ - отключающий номинальный ток.

$$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА.}$$

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{РАБ.МАКС} = \frac{S_{СН} + S_{НН} + S_{ТР}}{\sqrt{3} \cdot 220} \quad (4)$$

$$I_{РАБ.МАКС} = 710 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{РАБ.МАКС}} = 710 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$I_{\text{СКВ}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 9,036 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 20,134 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$\text{ИПО} = 4,287 \text{ кА}$	$\text{ИПО} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$\text{ИПО} = 4,287 \text{ кА}$	$\text{ИПт} \leq I_{\text{ОТКЛ}} \text{НОМ}$
$i_{\text{АНОМ}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{At}} = 6,063 \text{ кА}$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Как видно из результатов элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/2500У1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

Для установки 10 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВБЭМ - 10 - 20/1000 УХЛ2.

Расчет проводится аналогично предыдущему.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 (t_{\text{ОТКЛ}} + T_a), \quad (5)$$

где $t_{\text{откл}}$ - время отключения выключателя, принимаем $t_{\text{откл}} = 0,04 \text{ с}$,

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс на 10 кВ для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 ступени селективности, поэтому:

$$\begin{aligned} t_{\text{ОТКЛ}} &= \Delta t + t_{\text{ОТКЛВЫКЛ}} \\ t_{\text{ОТКЛ}} &= 1,5 + 0,04 \\ t_{\text{ОТКЛ}} &= 1,54 \text{ с} \end{aligned} \quad (6)$$

где Δt - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты. В данном случае $\Delta t = 1,5 \text{ с}$

$$\begin{aligned} B_K &= 13,032^2 \cdot (1,54 + 0,04) \\ B_K &= 263,241 \text{ кА}^2\text{с} \end{aligned} \quad (7)$$

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$\begin{aligned}
 i_{\text{АНОМ}} &= \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{Н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}} \\
 i_{\text{АНОМ}} &= \sqrt{2} \cdot \frac{0,4}{100} \cdot 40 \\
 i_{\text{АНОМ}} &= 22,62 \text{ кА}
 \end{aligned}
 \tag{8}$$

где $\beta_{\text{Н}}$ - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$$\beta_{\text{Н}} = 0,4;$$

$I_{\text{откл}}$ - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора

$$I_{\text{откл}} = 40.$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН также определим для наиболее загруженного выключателя – трансформаторного:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{7,54}{\sqrt{3} \cdot 10} = 443 \text{ А} . \tag{9}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя ВБЭМ - 10 - 20/1000 УХЛ2 представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 443 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{Н}}$
$I_{\text{СКВ}} = 51 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 19,242 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq i_{\text{СКВ}}$
$I_2 \text{ Т} \cdot t_{\text{Т}} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\text{К}} = 263,241 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{\text{К}} \leq I_2 \text{ Т} \cdot t_{\text{Т}}$
$I_{\text{ВКЛ}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,032 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 13,032 \text{ кА}$	$I_{\text{Пт}} \leq I_{\text{отклном}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 22,62 \text{ кА}$	$I_{\text{At}} = 18,43 \text{ кА}$	$I_{\text{At}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.2 Выбор и проверка разъединителей.

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Таблица 4 – Разъединитель РГ – 220/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_P = 220 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 710 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,036 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 20,134 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Переносные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1696 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 20,134 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_{T^*} \cdot t_T$

Разъединитель РГ – 220/1000 УХЛ1- был проверен и принят к установке.

Таблица 5 – Разъединитель РВ – 10/630 УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_P = 443 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,242 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1300 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K = 263,241 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

Переносные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 2000 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} = 263,241 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_{К} \leq I^2_{Т*} \cdot t_{Т}$

Разъединитель РВ – 10/630 УХЛ2 - был проверен и принят к установке.

3.3 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Трансформатор тока – это электрическое устройство предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи: - при $U_{н} \geq 220 \text{ кВ}$, а также в цепях генераторов – в три фазы (схема звезда);

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту), и обязательно в цепи генератора даже без генераторного выключателя. Количество комплектов ТТ в генераторной цепи зависит от мощности генератора.

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТРТ-220-II-У1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5

Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	2,5	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	2,5	2,5
ИТОГО		6,5	5,0	6,0

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{\text{НАГР}} = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (10)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (11)$$

где $r_{\text{ПРОВ}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 2 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{\sum S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}$$

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = \frac{6,5}{5^2}$$

$$\sum r_{\text{ПРИБ}} = 0,26 \text{ Ом} \quad (12)$$

где $\sum S_{\text{ПРИБ}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_{\text{К}} = 0,05 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПРОВ}} = 2 - 0,26 - 0,05 = 1,69 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{1,69} = 1,67 \text{ мм}^2, \quad (13)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{\text{ПР}} = 0,01132 \cdot 100 = 1,132 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 1,132 + 0,26 + 0,05 = 1,442 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 1000 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} = 710 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_2 = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{НОМ}} = 1,442 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 126 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 9,036 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$B_{\text{Т}} = 2028 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 20,134 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Т}} \geq B_{\text{К}}$

Как видно из результатов ТТ соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТЛК – 10.

Трансформатор тока на стороне НН подключается к двум фазам А и С. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В.А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Э-335	0,5		
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр	Д-304	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	СА3-И674	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	2,5	-	2,5

ИТОГО		6,5		6,0
-------	--	-----	--	-----

Расчет производим аналогично.

$r_{2НОМ} = 2,6$ Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\Sigma R_{ПРИБ}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\begin{aligned}\Sigma r_{ПРИБ} &= \frac{\Sigma S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} \\ \Sigma r_{ПРИБ} &= \frac{6,5}{5^2} \\ \Sigma r_{ПРИБ} &= 0,22 \text{ Ом}\end{aligned}\tag{14}$$

где $\Sigma S_{ПРИБ}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПР} = 2,6 - 0,22 - 0,05 = 2,33 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$\begin{aligned}q &= \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} \\ q &= \frac{0,0283 \cdot 10}{2,33} \\ q &= 0,127 \text{ мм}^2;\end{aligned}\tag{15}$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$R_{ПР} = 0,00708 \cdot 10 = 0,071 \text{ Ом.}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,22 + 0,071 + 0,05 = 0,341 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 9.

Таблица 9 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_P = 443 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,341 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$	$I_{УД} = 19,242 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$I^2_T \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 263,241 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_T \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) выбирают по конструкции и схеме соединения обмоток, номинальному напряжению, классу точности и проверяют по вторичной нагрузке.

Определим нагрузку от приборов, присоединённых к трансформаторам напряжения, которые установлены на каждой секции шин РУ 220 кВ.

На сторону ВН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 220 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 10.

Таблица 10 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ввод								
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	2	0,5	1	0	1	1	0
Варметр	Д-304	2	0,5	1	0	1	1	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	2	2,5	1	0,925	0,38	1,9	4,62
Счетчик РЭ	СР4-И676	2	2,5	1	0,925	0,38	1,9	4,62
Сумма							32,8	18,24

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{32,8^2 + 18,24^2} = 37,5 \text{ ВА.} \quad (16)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 11.

Таблица 11 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{HT} = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 1000 \text{ ВА}$	$S_P = 37,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов ТН соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ – 10 – УХЛ2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на две секции шин представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Собмотки, ВА	Число обмоток прибора	sin	cos	P,Вт	Q,Вар
Ввод								
Вольтметр	Э-335	1	2	1	0	1	2	0
Вольтметр регистрирующий	Н-394	1	10	1	0	1	10	0
Частотомер	Н-397	1	7	1	0	1	7	0
От линий								
Ваттметр	Д-335	24	0,5	1	0	1	12	0
Варметр	Д-304	24	0,5	1	0	1	12	0
Счетчик АЭ	СА3-И674	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Счетчик РЭ	СР4-И676	24	2,5	1	0,925	0,38	22,8	55,5
Сумма							88,6	111

Суммарная нагрузка на трансформатор напряжения:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} = \sqrt{88,6^2 + 111^2} = 142 \text{ ВА.} \quad (17)$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 155 \text{ ВА}$	$S_P = 142 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

3.5 Выбор ограничителя перенапряжения (ОПН).

Ограничитель перенапряжения - это аппарат, который защищает оборудование систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Любая изоляционная конструкция, независимо от ее исполнения и класса напряжения, в эксплуатации подвергается длительному рабочему напряжению, кратковременным грозовым перенапряжениям микросекундного диапазона, более длительным перенапряжениям (коммутационным, дуговым и феррорезонансным) миллисекундного или секундного диапазонов.

В некоторых случаях, оборудование может оказаться под влиянием повышенного, по сравнению с номинальным, напряжения (при грозе или коммутациях электрических цепей). В этом случае, возрастает вероятность пробоя изоляции установки.

Нелинейные ограничители перенапряжений предназначены для использования в качестве основных средств защиты электрооборудования станций и сетей среднего и высокого классов напряжения переменного тока промышленной частоты от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Ограничители применяются вместо вентильных разрядников соответствующих классов напряжения и включаются параллельно защищаемому устройству или установке.

Выбранный ограничитель перенапряжения сведем в таблицу 14.

Таблица 14 - Выбор ОПН

Тип ОПН	ОПНп - 220УХЛ1
Номинальное напряжение, кВ	182,5
Номинальный разрядный ток, кА	20
Пропускная способность, А	1200
Длина пути утечки, см	550

Максимально выдерживаемый ток	65
КЗ, кА	

3.6 Выбор высокочастотного заградителя.

Высокочастотные заградители серии ВЗ с естественным воздушным охлаждением предназначены для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач.

ВЧ-заградители предназначены для:

- предотвращения потерь ВЧ-сигнала на шинах подстанций и на соседних линиях;
- блокирования ВЧ-сигналов от других источников, работающих на соседних линиях с близкими частотами;
- поддержания определенного значения высокочастотных параметров линии электропередачи независимо от схемы распределительного устройства.

ВЧ-заградители применяются для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач (6 – 750 кВ) для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики промодулированных высокой частотой (24 – 1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу.

Функциями ВЧ - заградителя являются: ослабление шунтирующего воздействия шин подстанции на параметры линейного тракта канала ВЧ-связи; ослабление шунтирующего действия ответвлений от ВЛ;

Выбранный ВЧ - заградитель сведем в таблицу 15.

Таблица 15 - Выбор ВЧ - заградителя

Наименование параметра	ВЗ - 1250 - 0,25
Номинальный длительный ток, А	1250

Номинальный кратковременный ток короткого замыкания в течение 1 с, кА	31,5
Ударный ток короткого замыкания, кА	80
Минимальное значение активной составляющей полного сопротивления, Ом	470
Номинальная индуктивность реактора, мГн	0,25
Индуктивность реактора на частоте 100 кГц, мГн	0,26

3.7 Выбор трансформатора собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, подогрев, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, при этом отдельно учитываются летняя и зимняя нагрузки, а также нагрузка в период ремонтных работ на подстанции.

В учебном проектировании основные нагрузки можно определить по типовым проектам ПС, по каталогам или ориентировочно принять /4, с.369/
 $P_{уст}$ при $\cos\varphi = 0,85$, тогда расчетная нагрузка:

$$S_{расч} = k_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos\varphi}; \quad (18)$$

где $k_c = 0,8$ – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент;
одновременности загрузки;

$P_{уст} = 100$ кВт– ориентировочная установленная активная мощность

с. н.

Тогда:

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{100}{0,85} = 94,117 \text{ кВт.}$$

Принимаем два трансформатора ТСЗ – 100/10.

Предельная мощность каждого трансформатора собственных нужд для ПС 110 – 220 кВ должна быть не более 100 кВ·А. Все сооружения ОРУ размещены так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования, можно было использовать различные грузоподъемные устройства.

Для ревизии трансформаторов предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов.

4 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ЛЭП

4.1 Выбор защит линии.

В соответствии с ПУЭ [6], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже $0,6-0,7 U_{ном}$, отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ($0,6 U_{ном}$) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных КЗ остаточное на-

пряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны отключаться без выдержки времени (например, повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже $0,6 U_{\text{ном}}$, если отключение их с выдержкой времени может привести к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением $0,6 U_{\text{ном}}$ и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превосходящими номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в ка-

честве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

4.1.1 Расчет уставок дистанционной защиты линии.

Дистанционные защиты это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления, реагирующих на сопротивление линии

до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т.е. дистанции. Отсюда и происходит название дистанционной защиты (ДЗ). Дистанционные защиты реагируют на междуфазные КЗ. Для правильной работы дистанционной защиты необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна излишняя работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в ЛЭП. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных РНМ или применением направленных РС, способных реагировать и на направление мощности КЗ.

На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ. При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

В распределительных сетях напряжением выше 6 кВ дистанционные защиты линий от междуфазных КЗ используются в тех случаях, когда конфигурация сети и требования быстродействия и чувствительности не позволяют применять более простые защиты – МТЗ. На линиях 35 кВ и выше дистанционные защиты выполняются трехступенчатыми, причем КЗ в первой зоне, охватывающей 85 % длины защищаемой линии, независимо от режима питающей энергосистемы обеспечивается отключение без дополнительной выдержки времени. Этим дистанционные защиты выгодно отличаются от МТЗ.

При КЗ и последующих зонах выдержка времени защиты увеличивается по мере удаления точки КЗ от места установки защиты.

Распределительные сети 6 и 10 кВ, как правило, не отличаются сложной конфигурацией, и требование быстродействия не является решающим. Поэтому дистанционные защиты находят широкое применение только в сетях напряжением 35 кВ и выше, где уровень выдержек времени МТЗ оказывается недопустимо высоким, а чувствительность низкой. Лишь на секционированных ВЛ 10 кВ с сетевым резервированием в ряде случаев используют дистанционные защиты.

В данном случае к установке принимается терминал на микропроцессорной базе REL670 производства фирмы "ABB".

Интеллектуальные электронные устройства REL670 оптимизированы для достаточно гибкой и эффективной защиты, мониторинга и управления воздушных и кабельных линий электропередач.

Все расчеты уставок дистанционной защиты линии приведены в приложении А, полученные результаты сведем в таблицу 16 и 17.

Таблица 16 - Уставки ДЗ ВЛ 220 кВ КС - 7а - Ледяная, со стороны ПС 220 кВ КС - 7а.

Ступень	Zустмин	фмч	Уставка(первичные)	Время срабатывания
I ступень	1,0 Ом/фазу	80°	7,319 Ом	Без выдержки времени
II ступень			18,763 Ом	0,5 с
III ступень	1,0 Ом/фазу	80°	130,46 Ом	2,0 с

Третья ступень срабатывания защиты выбирается как аналитическим способом, так и графическим, ниже на рисунках 5 и 6 приведены характеристики срабатывания дистанционной защиты линии.

Характеристика РС 3 ступени – круговая без смещения.

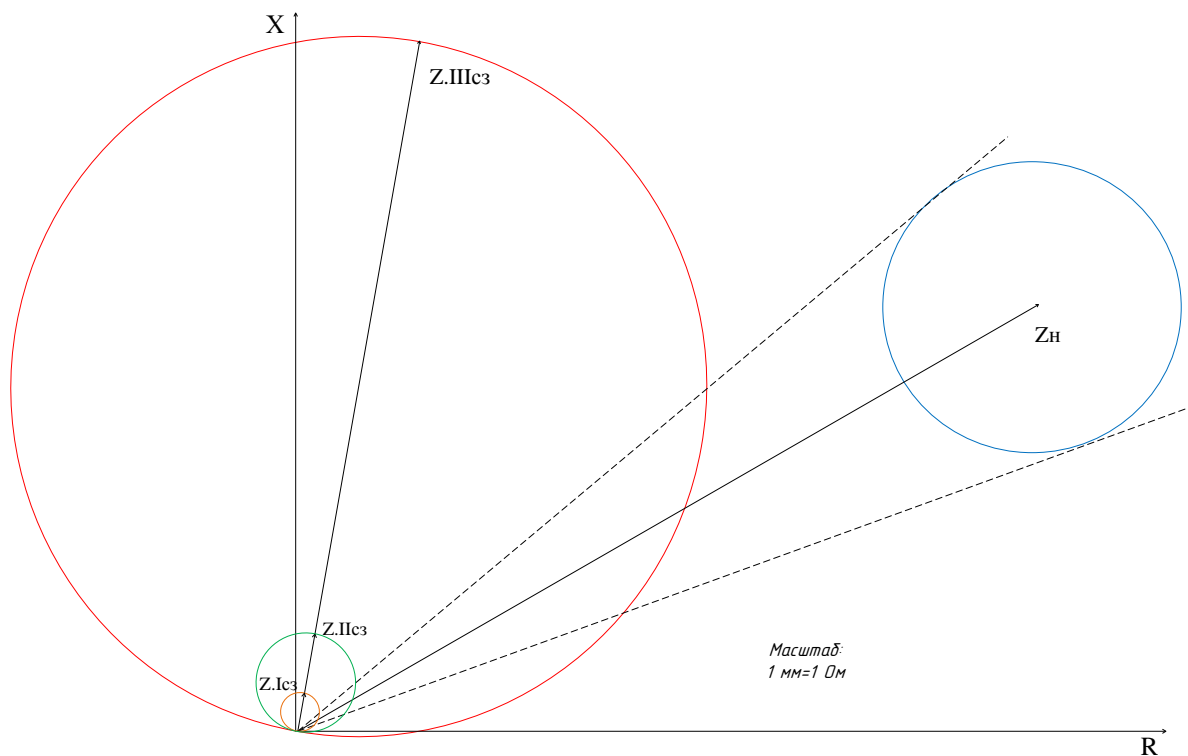


Рисунок 5 - График срабатывания ДЗ со стороны ПС КС-7а.

Таблица 17 - Уставки ДЗ ВЛ 220 кВ КС - 7а - Ледяная, со стороны ПС 220 кВ Ледяная.

Ступень	Zустмин	фмч	Уставка(первичные)	Время срабатывания
I ступень	1,0 Ом/фазу	80°	7,319 Ом	Без выдержки времени
II ступень			14,713 Ом	0,5 с
III ступень	1,0 Ом/фазу	80°	130,46 Ом	2,0 с

Характеристика РС 3 ступени – круговая без смещения.

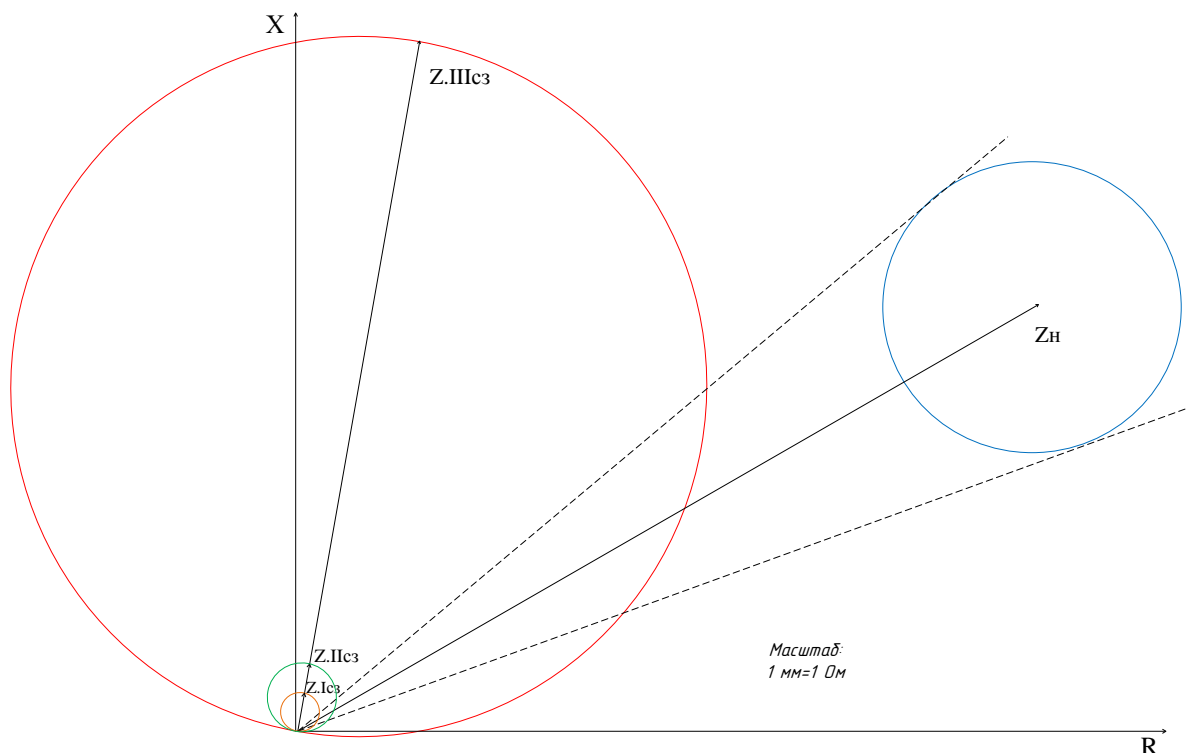


Рисунок 6 - График срабатывания ДЗ со стороны ПС Ледяная.

4.1.2 Перерасчет уставок в микропроцессорное исполнение.

Уставки по оси X и R характеристики РС 1, 2, 3 степени рассчитываются по формулам, данные берутся с электромеханической ДЗ, производится перерасчет уставок:

$$X_i = (Z_i \cdot (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}))/2 \quad (19)$$

$$R_i = Z_i / (1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}}) \quad (20)$$

После расчета по данным формулам получаем уставки срабатывания защиты на микропроцессорной базе.

Сведем полученные результаты в таблицу 18.

Таблица 18 - Уставки ИО ДЗ $Z_{1-5\text{ст}}$

№	Наименование	Значение	
		ПС КС.	ПС Лед.
1	Уставки по оси X характеристики РС 1 степени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	

2	Уставки по оси R характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
3	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 1 при КЗ на землю ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию КKR = 1,00)	1	
5	Корректирующий множитель ККХ коэф. компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККХ = 1,00)	1	
6	Уставка по оси X характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	7,26	7,26
7	Уставка по оси R характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	3,687	3,687
8	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 1 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
9	Угол наклона ϕ_4 верхней части характеристики РС 1 ступени, ° (-45...0 шаг1)	0	0
10	Уставка по оси X характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	18,622	14,602
11	Уставка по оси R характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	9,452	7,412
12	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 2 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
13	Уставка по оси X характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	129,481	129,481
14	Уставка по оси R характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	65,723	65,723
15	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 3 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
16	Уставка по оси X характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2	

17	Уставка по оси R характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 4 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77
19	Направленность 4 ступени (вперед, назад)	вперед
20	Уставка по оси X характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 5 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77
23	Направленность 5 ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона ϕ_3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона ϕ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	81,21
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

После перерасчета уставок дистанционной защиты линии, можно построить графики срабатывания ступеней.

На рисунках 7 и 8 представлены характеристики срабатывания ДЗ в микропроцессорном исполнении.

На этих графиках видно, что ступени срабатывания не заходят на нагрузку, т.е. защита отстроена от нагрузки.

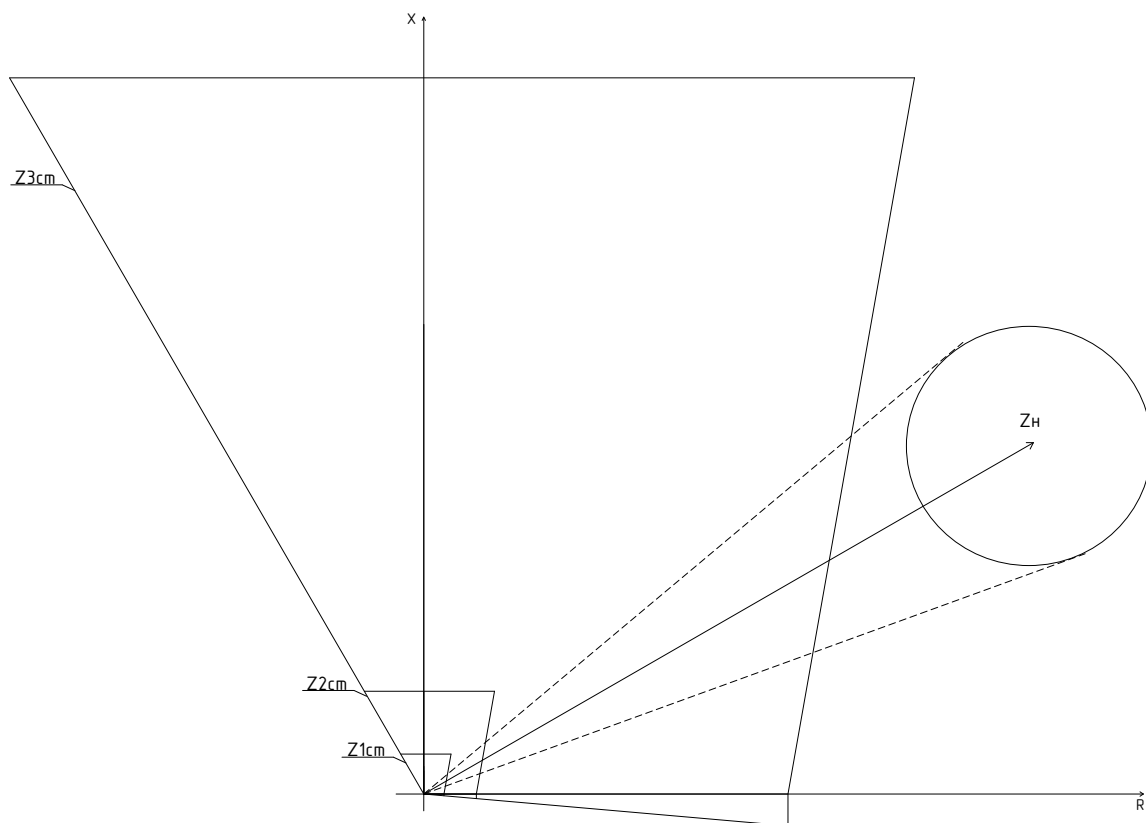


Рисунок 7 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС КС - 7А

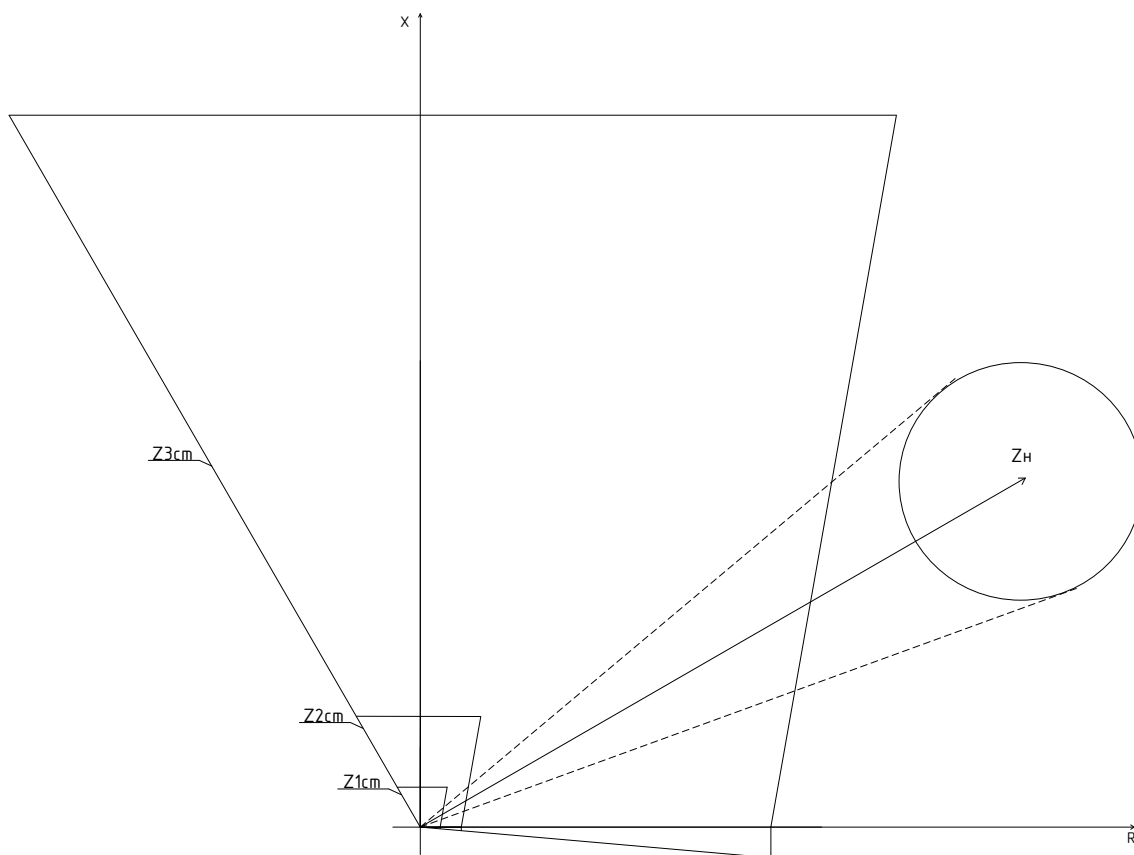


Рисунок 8 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Ледяная.

4.1.3 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП.

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на Рисунке 7.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны ПС КС - 7А выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПС Ледяная на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (21)$$

Подробный расчет приведен в Приложении А. Результаты расчета ТЗНП сведены в Таблице 19 и 20.

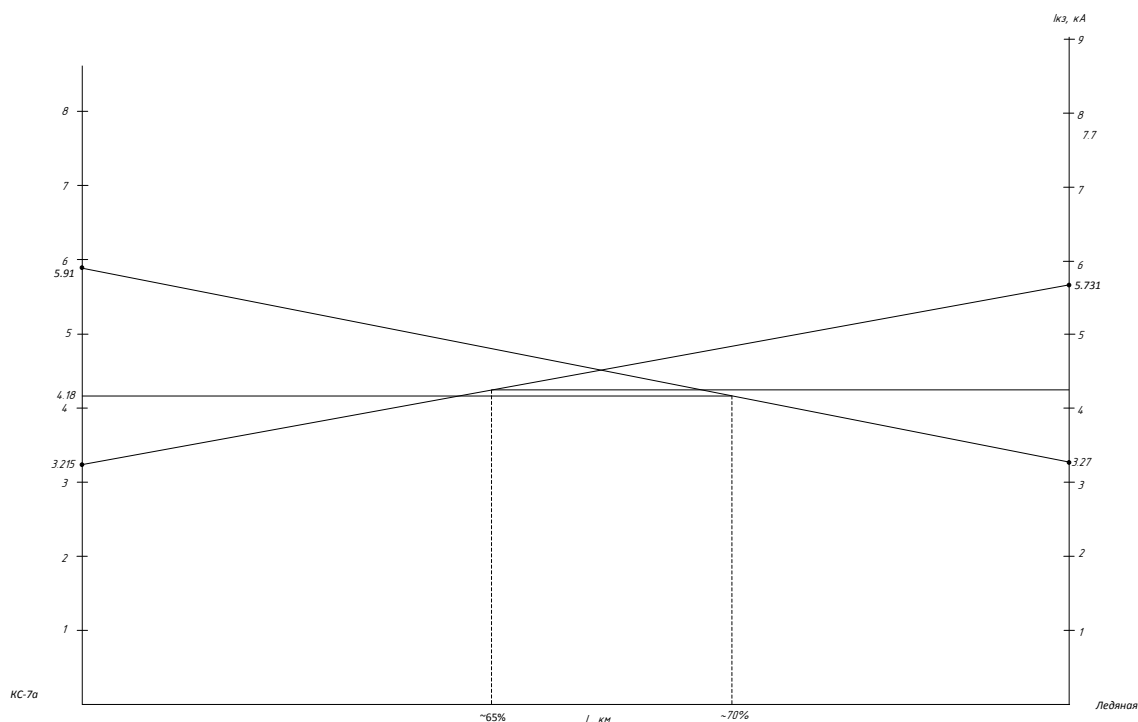


Рисунок 9 – Кривые спада тока КЗ для определения уставки МТО

Таблица 19 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС КС-7а

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	2083	10,415
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	751,129	3,75
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	165,332	0,826
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	51,043	0,25
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	

Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с
Ток срабатывания МТО, А	4180

Таблица 20 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Ледяная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	1605	8,025
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	1398	6,99
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	173,2	0,866
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	78,783	0,39
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4253	

4.1.4 Расчет уставок дифференциальной защиты линии.

Дифференциальные защиты линии (ДЗЛ) - защиты, которые сравнивают электрические величины в заданных местах защищаемой линии. Диф.защиты линии абсолютно селективны и выполняются без выдержки времени. ДЗЛ подразделяются на продольную и поперечную.

Продольная ДЗЛ подключается на токи по концам защищаемой линии так, что в нормальных режимах и при внешних КЗ геометрическая сумма векторов токов была равна нулю, а при КЗ на защищаемой линии – току КЗ.

Поперечная ДЗЛ подключается на разность токов параллельных линий. При внешнем КЗ по параллельным ЛЭП протекают одинаковые по величине и направлению токи, в связи с чем дифференциальный ток в защите равен нулю. При КЗ на одной из линий дифференциальный ток приобретает значительную величину, достаточную для срабатывания защиты. Данная защита получила, довольно, не особо широкое распространение, на данный момент больше не устанавливается.

В данном случае, будет использован терминал на микропроцессорной базе фирмы "ABB", RED 670.

4.1.5 Выбор уставки дифференциальной защиты.

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

1. Выбор уставки по условию отстройки от емкостного тока линии.
2. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима, вызванного потерями мощности в максимальном нагрузочном режиме.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора, находящегося в зоне действия защиты, не требуется, т.к. защита блокируется при появлении броска тока намагничивания.

3. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса броска тока намагничивания трансформатора подстанции своего и противоположного концов линии при опробовании трансформатора со стороны защищаемой линии.

Отстройка требуется, если блокировка при броске тока намагничивания не вводится (блокировка может не вводиться при отсутствии трансформатора в зоне действия защиты).

5. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса внешнего КЗ на подстанции.

Отстройка выполняется при включении защиты на сумму ТТ двух и более присоединений для исключения работы ДЗЛ при внешнем КЗ.

При отстройке должен учитываться бросок тока из-за наличия апериодической составляющей в токе КЗ.

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

Для обеспечения надежного торможения при внешнем КЗ ток торможения должен превышать дифференциальный ток.

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

Должна обеспечиваться чувствительность при 1 и 2- фазном КЗ в зоне действия защиты при двухстороннем включении линии в минимальном режиме работы сети.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ без переходного сопротивления: $K_{\text{ч}} \geq 2,0$.

Отстройка от тока небаланса внешнего КЗ приводит к загромождению уставки и снижению чувствительности защиты.

5 РАСЧЕТ УСТАВОК ВЫБРАННЫХ УСТРОЙСТВ РЗА ДЛЯ ШИН (ОШИ- НОВКИ)

5.1 Выбор защит шин (ошиновки).

В соответствии с ПУЭ [6], для сборных шин 110 кВ и выше электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

1) для двух систем шин (двойная система шин, полуторная схема и др.) и одиночной секционированной системы шин;

2) для одиночной несекционированной системы шин, если отключение повреждений на шинах действием защит присоединенных элементов недопустимо по условиям, которые аналогичны приведенным в [6] п.3.2.108 (Для линий 330 кВ и выше в качестве основной должна быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка), или если на линиях, питающих рассматриваемые шины, имеются ответвления.

В качестве защиты сборных шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше следует предусматривать, как правило, дифференциальную токовую защиту без выдержки времени, охватывающую все элементы, которые присоединены к системе или секции шин. Защита должна осуществляться с применением специальных реле тока, отстроенных от переходных и установившихся токов небаланса (например, реле, включенных через насыщающиеся трансформаторы тока, реле с торможением).

При присоединении трансформатора (автотрансформатора) 330 кВ и выше более чем через один выключатель рекомендуется предусматривать дифференциальную токовую защиту ошиновки.

Для двойной системы шин электростанций и подстанций 35 кВ и выше с одним выключателем на присоединенный элемент дифференциальная защита должна быть предусмотрена в исполнении для фиксированного распределения элементов.

В защите шин 110 кВ и выше следует предусматривать возможность изменения фиксации при переводе присоединения с одной системы шин на другую на рядах зажимов.

Дифференциальная защита должна быть выполнена с устройством, контроля исправности вторичных цепей задействованных трансформаторов тока, действующим с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

При наличии трансформаторов тока, встроенных в выключатели, для дифференциальной защиты шин и для защит присоединений, отходящих от этих шин, должны быть использованы трансформаторы тока, размещенные с разных сторон выключателя, чтобы повреждения в выключателе входили в зоны действия этих защит.

Если выключатели не имеют встроенных трансформаторов тока, то в целях экономии следует предусматривать выносные трансформаторы тока только с одной стороны выключателя и устанавливать их по возможности так, чтобы выключатели входили в зону действия дифференциальной защиты шин. При этом в защите двойной системы шин с фиксированным распределением элементов должно быть предусмотрено использование двух сердечников трансформаторов тока в цепи шиносоединительного выключателя.

При применении отдельных дистанционных защит в качестве защиты шин трансформаторы тока этих защит в цепи секционного выключателя должны быть установлены между секцией шин и реактором.

Защиту шин следует выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

5.2 Расчет дифференциальной защиты шин.

ДЗШ является быстродействующей защитой с абсолютной селективностью, которая охватывает все элементы РУ, присоединенные к секции шин, и действует без замедления при всех видах коротких замыканий (КЗ) на отключение выключателей этих элементов с пуском их УРОВ и запретом

их АПВ при неуспешном АПВ шин. По своему принципу действия ДЗШ не срабатывает ложно при внешних КЗ и качаниях.

Современные ДЗШ предусматриваются с дополнительным торможением для отстройки от токов небаланса установившегося и переходного режимов при длительном внешнем КЗ с большой апериодической составляющей.

ДЗШ подключается к отдельным вторичным обмоткам трансформаторов тока (ТТ) таким образом, что бы ее зона действия максимально перекрывалась с зонами действия защит присоединений.

$$I_{\text{ср.дзш}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{апер}} \cdot f_i \cdot I_{\text{кз.макс}} \quad (22)$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности;

$K_{\text{апер}}$ - коэффициент апериодичности;

$I_{\text{кз.макс}}$ - максимальный ток КЗ.

Все расчеты уставок приведены в Приложении А. Данные расчета сведены в таблицу 21.

Таблица 21 - Результаты расчета ДЗШ

Параметр срабатывания	Принятая уставка		Расчетное количество витков РНТ
	первичное	вторичное	
Ток срабатывания ДЗШ 1 с.ш.	859 А	6,049 А	13
Ток срабатывания ДЗШ 2 с.ш.	1065 А	7,5 А	13

6 РАСЧЕТ УСТАВОК ВЫБРАННЫХ УСТРОЙСТВ РЗА СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

6.1 Выбор защит трансформатора.

В соответствии с ПУЭ на трехобмоточных трансформаторах устанавливаются [6] :

1) На трансформаторы для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на их выводах ставим дифференциальную отсечку или дифференциальную защиту с реле ДЗТ-11.

2) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальная токовая защита (МТЗ).

3) Для защиты от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой – защиту от перегрузок, выполняемую с одним токовым реле с действием на сигнал с выдержкой времени.

4) Для защиты от витковых замыканий в обмотках и понижения уровня масла устанавливаем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании, и термосигнализатор с действием на сигнал.

6.2 Расчет и выбор уставок ДЗТ.

Дифференциальная защита, выполненная на принципе сравнения токов на входе и выходах, применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока, и включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. Ввиду ее сравнительной сложности, дифференциальная защита устанавливается в следующих случаях:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВА и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 секунд.

В данном случае принимаем к установке терминал дифференциальной защиты трансформатора RET 670 фирмы "ABB".

Все расчеты уставок приведены в Приложении А.

$$I_{\text{СР.ЗАЩ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{НБ1}} \cdot I_{\text{КЗ.МАКС}} \cdot 100\% \quad (23)$$

где $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки;

$K_{\text{НБ1}}$ - коэффициент небаланса.

Принятая уставка $I_{\text{СР.ЗАЩ}} = 5,3$.

Результат расчетов и выбранных параметров сводим в таблицу 21.

Таблица 22 -Результат расчетов ДЗТ

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
EndSection1	В долях от $I_{\text{НОМ.ОПОР}}$	0,20-1,50	1,25	1,15
I_{dmin}	В долях от $I_{\text{НОМ.ОПОР}}$	0,10-0,60	0,3	0,3
EndSection2	В долях от $I_{\text{НОМ.ОПОР}}$	1,00-10,00	40	2,0

Следующие параметры и уставки для терминала RET 670 принимаются в соответствии с рекомендациями фирмы "ABB"

I_{dmin} - относительный (к номинальному току обмотки высшего напряжения) дифференциальный минимальный ток срабатывания защиты с торможением на 1 участке тормозной характеристики;

EndSection1 - относительный (к номинальному току обмотки высшего напряжения) тормозной ток, соответствующий концу участка 1 тормозной характеристики;

EndSection2 - относительный (к номинальному току обмотки высшего напряжения) тормозной ток, соответствующий концу участка 2 тормозной характеристики;

I_{dunre} - ток срабатывания дифференциальной отсечки.

6.3 Газовая защита трансформатора.

Газовая защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от всех видов внутренних повреждений в баке трансформатора, связанных с выделением газа в результате разложения трансформаторного масла или твердой изоляции. Защита также срабатывает при возникновении перетока масла из корпуса в расширитель. Газовая защита трансформатора имеет две ступени:

– первая ступень срабатывает при незначительном выделении газа и действует на «сигнал»;

– вторая ступень срабатывает при интенсивном выделении газа или от потока масла из бака в расширитель трансформатора и действует на отключение трансформатора со всех сторон.

Для трансформаторов Т-1 предусматриваются газовые реле с двумя отключающими и двумя сигнальными контактами для возможности действия газовой защиты через комплект основных и комплект резервных защит трансформатора.

Для всех цепей газовой защиты трансформатора предусмотрены устройства контроля изоляции цепей оперативного тока, приходящих на газовое реле, и действующее в случае неисправности цепей с выдержкой времени на вывод газовой защиты из работы и на сигнал.

Предусмотрена возможность перевода действия отключающей ступени ГЗ трансформатора на «сигнал».

6.4 Максимальная токовая защита трансформатора.

Максимальная токовая защита на стороне 220 кВ трансформатора (МТЗ ВН) предназначена для резервирования основных защит трансформатора и отключения токов, обусловленных внешними короткими замыканиями. Токовые цепи МТЗ ВН подключаются к трансформаторам тока, встроенным в силовой трансформатор. Защита выполнена с пуском по напряжению от ТН 10 кВ 1(2) с.ш. и действует с выдержкой времени на отключение трансформатора со всех сторон.

Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ трансформатора (МТЗ НН) выполнена с пуском по напряжению от соответствующих ТН 10 кВ и действует:

- с первой выдержкой времени – на отключение выключателя ввода 10 кВ;
- со второй выдержкой времени – на отключение трансформатора со всех сторон.

Токовые цепи МТЗ НН подключаются к трансформаторам тока, установленным в ячейках ввода 10 кВ.

7 УСТРОЙСТВА СЕТЕВОЙ АВТОМАТИКИ АПВ И УРОВ

7.1 АПВ

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраиваются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлопывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбирательного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Выдержку времени устройства ТАПВ на линии с двусторонним питанием выбирают с учетом возможного одновременного отключения повреждения с обоих концов линии. С целью повышения эффективности ТАПВ однократного действия его выдержку времени увеличивают, если это допускает работа потребителя.

На одиночных линиях с двусторонним питанием (при отсутствии шунтирующих связей) предусматривают один из следующих видов трехфазного

АПВ (или их комбинации): а) быстродействующее ТАПВ (БАПВ); б) несинхронное ТАПВ (НАПВ); в) ТАПВ с улавливанием синхронизма (ТАПВ УС).

Быстродействующее АПВ или БАПВ (одновременное включение с минимальной выдержкой времени с обоих концов) предусматривают на односторонних линиях с двусторонним питанием для автоматического повторного включения, как правило, при небольшом расхождении угла между векторами ЭДС соединяемых систем. Запуск БАПВ производится при срабатывании быстродействующей защиты, зона действия которой охватывает всю линию. БАПВ блокируется при срабатывании резервных защит и блокируется или задерживается при работе УРОВ.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- Должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- В схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ} = t_3 + \Delta t \quad (24)$$

t_3 - время ступени ТЗНП противоположной ПС, осуществляющее ближнее резервирование ; Δt - степень селективности.

$$t_{АПВ} = t_3 + \Delta t \quad (25)$$

$$t_{АПВ} = 1,2 + 0,5$$

$$t_{АПВ} = 1,7c$$

$$\Delta\varphi = 40^\circ$$

Минимальное вторичное напряжение, для работы АПВ:

$$U_{\min} = 80 \text{ В}$$

Максимально минимальный ток при максимальном напряжении в линии:

$$U_{\text{min.лин}} = 0,075 \text{ A}$$

7.2 УРОВ

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

1. Срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию.
2. Факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собст-

венный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей).
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя)
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону)
- запаса по времени для большей надёжности системы.

Устройство отказа выключателя на ПС 220 кВ КС - 7а, является необходимой для установки.

Ток срабатывания УРОВ : 60 А;

Время выдержки УРОВ : 0,3 с.

Время выдержки УРОВ "на себя" : 0,1 с.

7.3 Система оперативного постоянного тока.

На ПС предусмотрена система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 220 В.

Система оперативного постоянного тока включает в себя:

- одну аккумуляторную батарею;
- два шкафа ввода и распределения;
- потребители оперативного постоянного тока.

В качестве источника постоянного тока для СОПТ используются закрытая необслуживаемая свинцово-кислотная аккумуляторная батарея емкостью 62 А·ч. Батарея питается от двух зарядно-выпрямительных устройств, расположенных в шкафах ввода и распределения.

Шкаф ввода укомплектован следующим контрольно-измерительным оборудованием:

- устройства контроля изоляции секций шин;
- устройства контроля уровня напряжения на каждой секции шин;
- устройства мигающего света на каждой секции шинок управления.

Система оперативного постоянного тока имеет трехуровневую защиту:

- нижний уровень - защита цепей ОПТ непосредственных потребителей (шинки управления, сигнализации, питания) автоматическими выключателями без выдержки времени;
- средний уровень - защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей предохранителями;
- верхний уровень - защита главных шинок на СОПТ предохранителями.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

8.1 Безопасность

Безопасность труда человека – это такие условия труда, при которых исключаются воздействие на рабочих опасных и вредных производственных факторов. Условиями труда считается совокупность факторов производственной среды, оказывающих влияние на здоровье и работоспособность в процессе труда. Безопасность трудового процесса характеризуется параметрами безопасности трудовых операций при выполнении нормированных заданий. Нарушение параметров безопасности трудовых операций является возникновение опасных или вредных производственных факторов, если их появление не связано с нарушениями параметров безопасности оборудования и производственных процессов [15].

Опасный фактор – фактор, воздействие которого на работающего потенциально может привести к травме.

Вредный производственный фактор – фактор, воздействие которого на работающего может привести к заболеванию.

При эксплуатации объекта возможны следующие опасные факторы: поражение электрическим током; возможность падения персонала с высоты; пожароопасность; химические.

Воздействие электрического тока на организм человека – наиболее опасный фактор. На долю поражений электрическим током в энергетике приходится до 60 % смертельных несчастных случаев. Существует два вида поражения электрическим током: электрический удар, местные электрические травмы. К травмам относятся ожоги, электрометаллизации кожи, электрофтальмия. При электрическом ударе воздействию тока подвергается нервная система, что может привести к остановке сердечной и дыхательных мышц. Электрическое поле неблагоприятно влияет на центральную нервную систему человека, вызывает учащенное сердцебиение, повышенное кровяное давление и температуру тела. Работоспособность человека падает. Он быстро

утомляется. Воздействие на человека электрического поля зависит от его напряженности и длительности пребывания в зоне влияния.

Ремонт электрооборудования, в частности трансформаторов, связан с применением значительного количества ядовитых и легковоспламеняющихся материалов (трансформаторное масло, пропитанная малом бумага, бензин, ацетон и другое). Ацетон (ПДК, мг/м³ – 200, класс опасности 4) – легковоспламеняющаяся бесцветная жидкость с характерным запахом. Вдыхание паров вызывает раздражение слизистых оболочек глаз и верхних дыхательных путей, оказывает наркотическое действие, накапливается в организме и может вызвать хроническую интоксикацию. Бензин (ПДК, мг/м³ – 300, класс опасности 4) – легковоспламеняющаяся жидкость, при воздействии на кожу вызывает дерматиты, экземы, пары вызывают раздражение слизистых оболочек, отравление. Трансформаторное масло (ПДК, мг/м³ – 5, класс опасности 3) – вдыхание летучих углеводородов, входящих в состав масел и образующихся при закалке нагретых деталей, вызывает общую слабость, усталость, головную боль.

Меры безопасности при эксплуатации и ремонте оборудования на подстанции предусматривают знание электрических схем ЗРУ – 220 кВ, собственных нужд и постоянного тока. Если оборудование находится в работе или в резерве обслуживающий персонал выполняет только те работы, которые разрешены межотраслевыми правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок. На оборудовании вывешены указывающие или запрещающие плакаты исключающие прикосновение к токоведущим частям до 1000 В, а свыше 1000 В – допустимое расстояние. При выводе оборудования в ремонт, выполняются технические мероприятия. И после выполнения всех условий технических мероприятий бригада допускается к работе [15].

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающая защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Основные защитные средства – средства, которые выдерживают рабочие напряжения и позволяют производить работы непосредственно на токоведущих частях.

Дополнительные защитные средства – средства, которые не позволяют производить работы на токоведущих частях.

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривают заземляющие устройства, назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

На площадке РУ вдоль рядов оборудования, подлежащего заземлению, укладываются проводники в землю на глубину 0,7 м. Предусматриваем также проводники в поперечном направлении. Таким образом, образуется сетка с квадратными или прямоугольными ячейками. Сетку дополняют некоторым числом вертикальных проводников.

При работе с ядовитыми и загрязняющими веществами пользуются спецодеждой – комбинезонами, халатами, фартуками и пр., для защиты от щелочей и кислот – резиновыми обувью и перчатками. Для защиты кожи рук, лица, шеи применяют защитные пасты: антитоксичные, маслостойкие, водостойкие. Глаза от возможных ожогов и раздражений защищают очками с герметичной оправой, масками и шлемами.

Обслуживание электроустановок предусматривает периодические и внеочередные осмотры электрооборудования, контроль и учет электроэнергии, оперативное переключения. Обслуживание электроустановок осуществляется инженерно-техническим дежурным и оперативно-ремонтным персоналом. Обязанности, закреплённые за персоналом данной электроустановки, определяются местными инструкциями, в которых изложены конкретные меры по электробезопасности и пожаробезопасности применительно к эксплуатационному персоналу.

При обслуживании электроустановок (ЭУ) напряжением выше 1000 В старший в смене или дежурный должны иметь квалификационную группу по ТБ не ниже 4, а в ЭУ до 1000 В - не ниже 3.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током, которая возникает при случайном прикосновении токоведущим частям или приближении к ним на расстоянии, когда возможно перекрытие воздушного промежутка и поражение через электрическую дугу. Во избежание поражения электрическим током во время осмотра действующих ЭУ, необходимо соблюдать следующие меры безопасности. При осмотре ЭУ напряжением выше 1000 В одним лицом не разрешается проникать за ограждения и входить в камеру РУ. Осматривать электрооборудование следует только с порога камеры или стоя перед барьером.

При обнаружении во время осмотра случайного замыкания токоведущих частей на землю запрещается до отключения поврежденного участка приближаться к месту замыкания менее 8 м на ОРУ и 4 м в ЗРУ во избежание поражения с шаговым напряжением. Если необходимо приближения к месту КЗ, то следует применять средства защиты (диэлектрические боты, калоши). В ЭУ до 1000 В во время осмотра электрооборудования запрещается выполнять какие-либо работы на этом оборудовании, за исключением работы, связанной с предупреждением аварии или несчастного случая. Также запрещается снимать ограждения токоведущих частей и приближаться к ним на опасное расстояние.

Смена сгоревших плавких ставок предохранителя должна выполняться при снятом напряжении. Смену плавки ставок закрытых предохранителей допускается производить под напряжением, но при отключённой нагрузке. Эта работа выполняется с применением индивидуальных средств защиты от электропоражения.

Оперативное переключение в РУ подстанции производится дежурным или оперативным ремонтным персоналом по распоряжению или с ведома

вышестоящего дежурного электротехнического персонала, в соответствии с установленным на предприятия режима работы.

В РУ выше 1000 В сложные оперативные переключения, производимые более чем на одно присоединение, должны выполняться двумя лицами. Одному лицу из числа дежурного или оперативного персонала разрешается выполнять переключения только в ЭУ, оборудованных блокировками разъединителей, не допускающие их отключение под нагрузкой.

Техническими мероприятиями по обеспечению безопасности работ в ЭУ являются: отключение ремонтируемого электрооборудования и принятия мер против его ошибочного включения; установка временных ограждений, не отключенных токоведущих частей и вывешивания запрещающих плакатов; присоединение переносного заземления; ограждение рабочего места и вывешивания на них разрешающего плаката.

При работе вблизи токоведущих частей находящихся под напряжением, необходимо обеспечить соответствующее расположение работающих по отношению к токоведущим частям, соблюдая минимальные расстояния до них. Недопустима работа в согнутом положении, если при выпрямлении, расстояние от любой точки тела до токоведущих частей будет менее допустимого. В помещениях, особо опасных в отношении поражения электрическим током людей, запрещены все виды работ.

8.1.1 Расчет санитарно-защитной зоны для шума подстанции.

В этом разделе необходимо рассчитать санитарно – защитную зону для шума трансформаторов на подстанции, это необходимо для того, что бы понимать, что по данному параметру, строящаяся подстанция, удовлетворяет указанным нормам.

Требуемые расчетные данные, которые помогут в определении минимального расстояния от подстанции, к непосредственно прилегающей территории к жилым домам сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Исходные данные [12]

Кол-во тр-ов N	Вид системы охлаждения	Мощность тр-ра, МВА	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	тр-р с принудительной циркуляцией воздуха и масла (Ц, НМЦ)	10	220	Непосредственно прилегающие к жилым домам

Решение:

1.1 Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории и времени суток.

Принимаем $L_A = 45$ дБА [12].

1.2 Определяем шумовые характеристики источников шума. В зависимости от типовой мощности, класса номинального напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем корректирующий уровень звуковой мощности одного трансформатора.

Принимаем $L_{WA} = 87$ дБА [12].

1.3 В связи с тем, что расстояние между источниками шума гораздо меньше, чем расстояние до расчетной точки, то можно несколько источников шума заменить одним с скорректированным уровнем звуковой мощности равных от всех источников шума.

Получаем по формуле: $L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \log((10^{0,1 \cdot 87}) \cdot 2)$ дБА

Принимаем: $L_{WA\Sigma} = 90$ дБА.

1.4 Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории, прилегающей к зданиям больниц и санаториев, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму.

Определяем по формуле [12]:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}} \quad (26)$$

В результате расчета:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 70,96 \text{ м.} \quad (27)$$

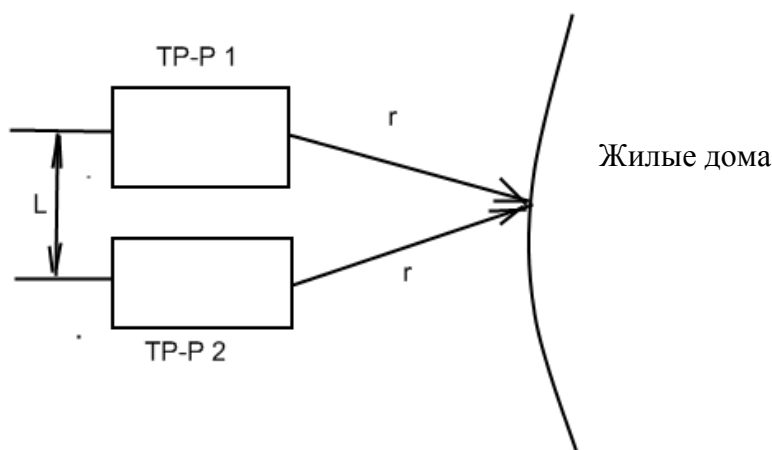


Рисунок 10 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Вывод: В результате решения данной задачи, получено минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму, которое в данном случае равно 70,96 м. В бакалаврской работе рассматривается проект подстанции, которая будет питать газоперекачивающую станцию, которая будет располагаться в 1000 м от города, из результатов расчета, видно, что санитарно – гигиенические требования по шуму трансформаторов выполнены.

8.2 Чрезвычайные ситуации.

Неконтролируемое горение вне специального очага, наносящее материальный ущерб называется пожаром. Пожарная безопасность – это состояние объекта, при котором исключается возможность пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей. Система пожар-

ной защиты – комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Опасные факторы пожара, воздействующие на рабочих: открытый огонь и искры; повышенная температура воздуха, предметов; токсичные продукты сгорания; дым; пониженная концентрации кислорода; обрушение и повреждение зданий, сооружений, установок; взрыв.

При работе на подстанциях возможны возникновения следующих аварийных ситуаций: короткое замыкание; перегрузки; повышение переходных сопротивлений в электрических контактах; перенапряжение; возникновение токов утечки; неаккуратное обращение с огнем; неправильное проведение сварочных работ.

При возникновении аварийных ситуаций происходит резкое выделение тепловой энергии, которая может явиться причиной возникновения пожара.

Пожарная защита обеспечивается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных; изоляцией горячей среды. Применением средств пожаротушения, применением средств коллективной и индивидуальной защиты, применением средств пожарной. В помещениях релейного зала, компрессорной, цеха очистки трансформаторного масла, в аккумуляторной, в оперативном пульту управления, на щитах собственных нужд и постоянного тока установлены огнетушители типа ОУ-5. Так же огнетушители установлены на территории ОРУ 110 кВ напротив маслонаполненного оборудования (трансформаторов ТДН 10000/110 кВ).

Автоматическое пожаротушение запускается автоматически, при срабатывании релейной защиты, либо вручную, при отказе релейной защиты, с пульта оперативного наблюдения. Оперативный персонал имеет прямую выделенную телефонную линию с пожарной частью. Предусмотрен план эвакуации рабочих.

8.3 Экологичность.

Основное влияние электросетевых объектов на окружающую среду связано с изъятием участков земли под опоры ВЛ и площадки подстанций (ПС). Полоса земли под ВЛ в пределах уставленной охранной зоны не изымается у землепользователей и может быть использована для сельскохозяйственных и других нужд.

Для персонала ПС внутри ее территории напряженность электрического поля по нормам должна быть не более 15 кВ/м на маршрутах обхода для осмотра оборудования и не более 5 кВ/м на рабочих местах у оборудования, где возможно длительное присутствие персонала для профилактических и ремонтных работ. Для исключения влияния на окружающую среду от возможных сбросов трансформаторного масла при авариях с маслонаполненным оборудованием (трансформаторы, реакторы и т.п.) на подстанции предусматриваются маслоприемники, аварийные маслостоки и закрытые маслосборники, в которые также могут поступать ливневые воды из маслоприемников, содержащие следы масла. Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству, режимам работы ВЛ и ПС не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением населения или обслуживающего персонала. Повреждения и авария на ПС, как правило, также не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на ПС, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. Однако такие пожары в подавляющем числе случаев ликвидируются автоматическими средствами пожаротушения на ПС и не распространяются на расположенные вблизи жилые здания или промышленные сооружения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Вся отлаженная работа энергосистемы не возможна без наличия быстродействующих защит.

В ходе выполнения курсовой работы, был выполнен выбор устройств микропроцессорных РЗА, на основании ПУЭ, необходимых для защиты оборудования на участке ВЛ 220 кВ "КС - 7а -Ледяная".

Для защиты линии были рассчитаны и выбраны резервный комплект защит : 3 ступени ДЗ, 4 ступени ТЗНП, МТО и основная защита линии ДЗЛ.

Для защиты подстанционного оборудования были выбраны защиты трансформатора и шин. Силовой трансформатор защищен от КЗ с помощью дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ).

Для защиты шин была выбрана дифференциальная защита шин (ДЗШ).

Так же были рассчитаны недостающие параметры сетевого оборудования, что способствовало расчету и дальнейшему выбору РЗА.

На основании расчета чувствительности в различных режимах работы энергосистемы, делаем вывод о принятии всех выбранных устройств РЗА, для защиты оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Дорохин Е.Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики, книга вторая, 2014.
2. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. М.: 2013.
3. Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика. М.: 2015.
4. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: 2017.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.- СО 153-34.20.501-2003.
6. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2008.
7. Сборник руководящих указаний по релейной защите. Выпуск 1-7, 9-13б. 1961 – 1985.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и М.Н. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Тутевич В.Н. Телемеханика, учебное пособие для вузов. М.: 1985.
10. Удрис А.П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. М.: 1988.
11. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: 1974.
12. Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.
13. ГОСТ 12.2.024-87 Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Введ. 01.01.89. – М : Стандартиформ, 2007. – 15 с.
14. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – Взамен СН

3223-85 ; введ. – 31.10.96. – М. : Госкомсанэпиднадзор России, 1996. – 13 с.

15. Тихонов Б.А. Охрана труда : методические указания к выполнению индивидуальных заданий по курсу “Безопасность жизнедеятельности” для студентов всех специальностей / сост. Б.А. Тихонов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 10 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчет в ПВК
Mathcad 15

1. Расчет параметров сетевого оборудования

1.1 Расчет параметров защищаемой линии (АСО - 300):

$$x_{0.л} := 0.43 \quad r_{0.л} := 0.09 \quad l_{вл2} := 19.6 \quad r_{0.л2} := r_{0.л} \cdot l_{вл2}$$

$$Z_{л2} := \sqrt{x_{0.л2}^2 + r_{0.л2}^2} = 8.611 \text{ Ом} \quad x_{0.л2} := x_{0.л} \cdot l_{вл2}$$

$$Z_{л2.компл} := r_{0.л} + i \cdot x_{0.л}$$

$$Z_{л2.компл} = 0.09 + 0.43i$$

$$\varphi_{л} := \arg(Z_{л2.компл}) \cdot \frac{180}{\pi}$$

$$\varphi_{л} = 78.179$$

$$K_{тт} := \frac{1000}{5}$$

$$K_{тн} := \frac{220000}{100}$$

$$K_{тс} := \frac{K_{тн}}{K_{тт}}$$

$$K_{тс} = 11$$

1.2 Расчет параметров трансформаторов.

Расчетные параметры трансформатора на ПС 220 кВ КС - 7а :

$$S_{т.ном.ВН.кС} := 10000 \quad U_{т.ном.ВН.кС} := 230$$

$$S_{т.ном.НН.кС} := 10000 \quad U_{т.ном.НН.кС} := 10.5$$

$$I_{\text{раб. макс. транс. ВН.кС}} := \frac{S_{т.ном.ВН.кС}}{U_{т.ном.ВН.кС} \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{раб. макс. транс. ВН.кС}} = 25.102$$

$$I_{\text{раб. макс. транс. НН.кС}} := \frac{S_{т.ном.НН.кС}}{U_{т.ном.НН.кС} \cdot \sqrt{3}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН.кв}} = 549.857$$

$$x_T := 555.45 \quad r_T := 29.624$$

$$Z_{T.кв} := \sqrt{x_T^2 + r_T^2} = 556.239$$

Расчетные параметры трансформатора на ПС 220 кВ Ледяная :

$$S_{T.ном.ВН.лед} := 20000 \quad U_{T.ном.ВН.лед} := 230$$

$$S_{T.ном.СН.лед} := 20000 \quad U_{T.ном.СН.лед} := 38.5$$

$$S_{T.ном.НН.лед} := 20000 \quad U_{T.ном.НН.лед} := 6.6$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН.лед}} := \frac{S_{T.ном.ВН.лед}}{U_{T.ном.ВН.лед} \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.ВН.лед}} = 50.204$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН.лед}} := \frac{S_{T.ном.СН.лед}}{U_{T.ном.СН.лед} \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.СН.лед}} = 299.922$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН.лед}} := \frac{S_{T.ном.НН.лед}}{U_{T.ном.НН.лед} \cdot \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{раб.макс.транс.НН.лед}} = 1.75 \times 10^3$$

$$x_{T.вн.лед} := 167.3 \quad r_{T.вн.лед} := 9.58$$

$$x_{T.сн.лед} := -1.98 \quad r_{T.сн.лед} := 9.58$$

$$x_{T.нн.лед} := 82.65 \quad r_{T.нн.лед} := 9.58$$

$$Z_{T.вн.лед} := \sqrt{x_{T.вн.лед}^2 + r_{T.вн.лед}^2}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$Z_{Т.ВН.лед} = 167.574$$

$$Z_{Т.СН.лед} := \sqrt{x_{Т.СН.лед}^2 + r_{Т.СН.лед}^2}$$

$$Z_{Т.СН.лед} = 9.782$$

$$Z_{Т.НН.лед} := \sqrt{x_{Т.НН.лед}^2 + r_{Т.НН.лед}^2}$$

$$Z_{Т.НН.лед} = 83.203$$

$$Z_{Т.ВН.СН.лед} := Z_{Т.ВН.лед} + Z_{Т.СН.лед}$$

$$Z_{Т.ВН.СН.лед} = 177.357$$

$$Z_{Т.ВН.НН.лед} := Z_{Т.ВН.лед} + Z_{Т.НН.лед}$$

$$Z_{Т.ВН.НН.лед} = 250.777$$

$$Z_{Т.СН.НН.лед} := Z_{Т.СН.лед} + Z_{Т.НН.лед}$$

$$Z_{Т.СН.НН.лед} = 92.986$$

1.3 Расчет токов КЗ

Параметры схемы замещения прямой и обратной последовательности :

$$E_{c1} := 230 \quad I_{1К1} := 12.248 \quad E_{ЭКВ} := 230$$

$$E_{c2} := 230 \quad I_{1К4} := 5.470$$

$$Z_{c1} := \frac{E_{c1}}{\sqrt{3} \cdot I_{1К1}} \quad Z_{c1} = 10.842$$

$$Z_{c2} := \frac{E_{c2}}{\sqrt{3} \cdot I_{1К4}} \quad Z_{c2} = 24.276$$

$$Z_{Л2} = 8.611$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

ВЛ Ледяная - Шимановск :

$$x_{0.л3} := 0.43 \quad r_{0.л3} := 0.09$$

$$Z_{л3} := \sqrt{x_{0.л3}^2 + r_{0.л3}^2} = 17.34 \text{ Ом}$$

$$Z_{л3} = 17.34$$

$$r_{0.л3} := r_{0.л} \cdot I_{вл.3}$$

$$x_{0.л3} := x_{0.л} \cdot I_{вл.3}$$

$$I_{вл.3} := 39.47$$

ВЛ Амурская - КС - 7а :

$$x_{0.л1} := 0.43 \quad r_{0.л1} := 0.09$$

$$Z_{л1} := \sqrt{x_{0.л1}^2 + r_{0.л1}^2}$$

$$Z_{л1} = 11.203 \text{ Ом}$$

$$r_{0.л1} := r_{0.л} \cdot I_{вл.1}$$

$$x_{0.л1} := x_{0.л} \cdot I_{вл.1}$$

$$I_{вл.1} := 25.5$$

Параметры схемы замещения нулевой последовательности :

$$I_{0К1} := 15.049$$

$$I_{0К4} := 6.090$$

$$Z_{0с1} := \frac{E_{с1}}{\sqrt{3} \cdot I_{0К1}} \quad Z_{0с1} = 8.824$$

$$Z_{0с2} := \frac{E_{с2}}{\sqrt{3} \cdot I_{0К4}} \quad Z_{0с2} = 21.805$$

$$Z_{0л} := Z_{л2} \cdot 3 \text{ Ом}$$

$$Z_{0л} = 25.832$$

$$Z_{0л.лед.шим} := Z_{л3} \cdot 3$$

$$Z_{0л.лед.шим} = 52.02$$

$$Z_{0л.амур.кс.} := Z_{л1} \cdot 3$$

$$Z_{0л.амур.кс.} = 33.608$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

Схема замещения прямой последовательности :

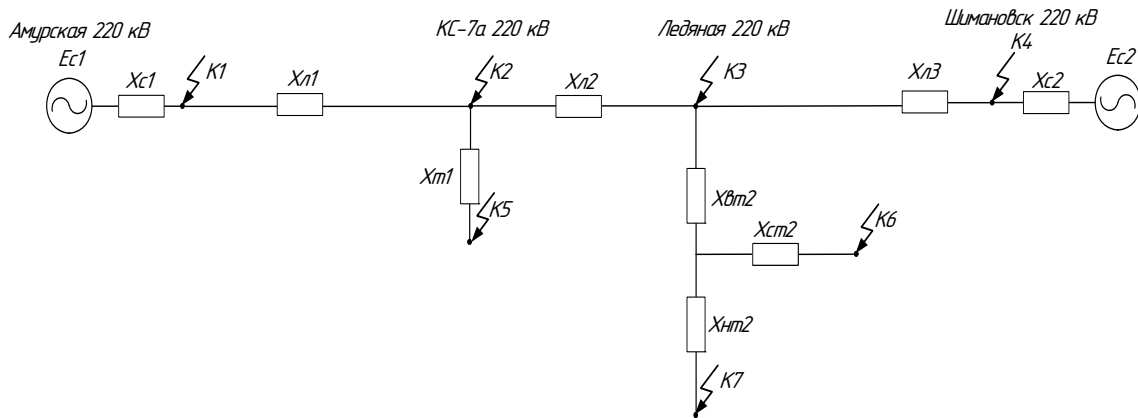
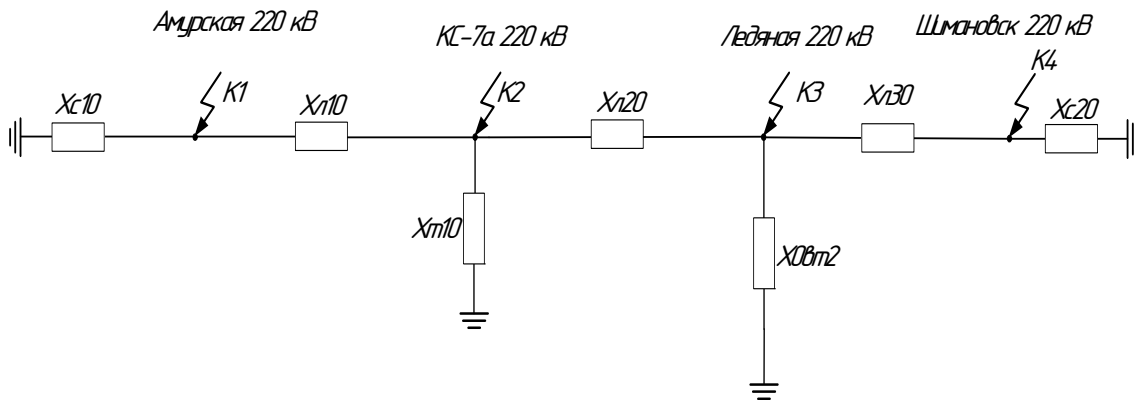


Схема замещения нулевой последовательности :



Преобразование схем сводится к методу последовательно - параллельного преобразования :

$$Z_{\text{экв.К1}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{л1}} + Z_{\text{л3}} + Z_{\text{л2}} + Z_{\text{с2}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}}}}$$

$$Z_{\text{экв.К1}} = 9.215$$

$$Z_{\text{экв.К2}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{л1}} + Z_{\text{л2}} + Z_{\text{с2}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}}}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$Z_{\text{экв.К2}} = 17.192$$

$$Z_{\text{экв.К3}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{л1}} + Z_{\text{с2}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}} + Z_{\text{л2}}}}$$

$$Z_{\text{экв.К3}} = 18.062$$

$$Z_{\text{экв.К4}} := \frac{1}{\frac{1}{Z_{\text{с2}}} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}} + Z_{\text{л2}} + Z_{\text{л1}}}}$$

$$Z_{\text{экв.К4}} = 16.122$$

$$Z_{\text{экв.К5}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{с2}} + Z_{\text{л1}} + Z_{\text{л2}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}}}} + Z_{\text{т.кс}}$$

$$Z_{\text{экв.К5}} = 573.432$$

$$Z_{\text{экв.К6}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{с2}} + Z_{\text{л1}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}} + Z_{\text{л2}}}} + Z_{\text{т.вн.сн.лед}}$$

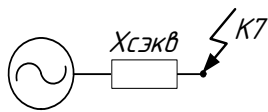
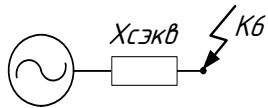
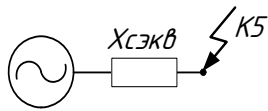
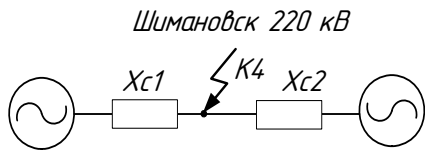
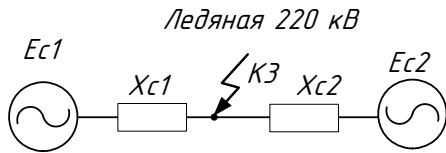
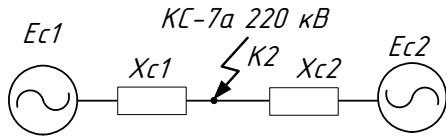
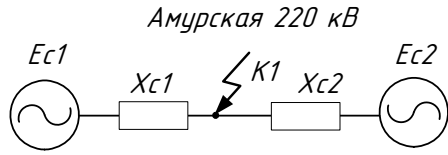
$$Z_{\text{экв.К6}} = 195.418$$

$$Z_{\text{экв.К7}} := \frac{1}{\frac{1}{(Z_{\text{с2}} + Z_{\text{л1}})} + \frac{1}{Z_{\text{с1}} + Z_{\text{л3}} + Z_{\text{л2}}}} + Z_{\text{т.вн.нн.лед}}$$

$$Z_{\text{экв.К7}} = 268.839$$

Преобразованная схема прямой последовательности :

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad



$$X_1 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{\left[\frac{1}{\left(\frac{1}{Z_{0л.лед.шим} + Z_{0с2} \right) + \frac{1}{Z_{т.вн.лед}}} \right] + Z_{0л}} + \frac{1}{Z_{т.кс}}} + Z_{0л.амур.кс}}$$

$$Z_{0.экв.К1} := \frac{1}{X_1 + \frac{1}{Z_{0с1}}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$Z_{0.эKB.K1} = 8.117$$

$$X_2 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{\left[\frac{1}{\frac{1}{(Z_{0л.лед.шим} + Z_{0с2})} + \frac{1}{Z_{Т.вн.лед}} \right]} + Z_{0л}} + \frac{1}{Z_{Т.кc}}}}$$

$$Z_{0.эKB.K2} := \frac{1}{X_2 + \frac{1}{Z_{0с1} + Z_{0л.амур.кc.}}}$$

$$Z_{0.эKB.K2} = 26.083$$

$$X_3 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{\left[\frac{1}{\frac{1}{(Z_{0л.амур.кc.} + Z_{0с1})} + \frac{1}{Z_{Т.кc}} \right]} + Z_{0л}} + \frac{1}{Z_{Т.вн.лед}} + Z_{0л.лед.шим}}$$

$$Z_{0.эKB.K3} := \frac{1}{X_3 + \frac{1}{Z_{0с2}}}$$

$$Z_{0.эKB.K3} = 17.869$$

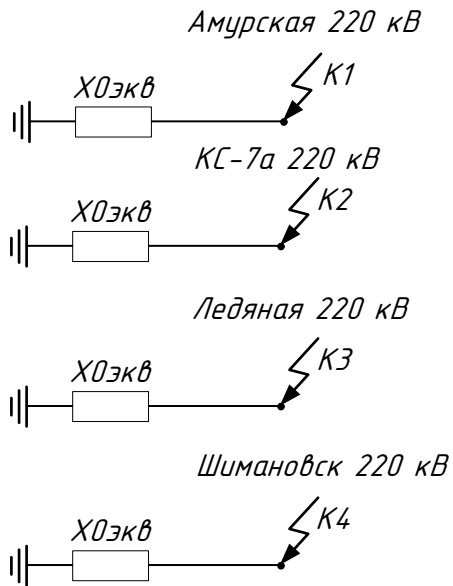
$$X_4 := \frac{1}{\frac{1}{\frac{1}{\left[\frac{1}{\frac{1}{(Z_{0л.амур.кc.} + Z_{0с1})} + \frac{1}{Z_{Т.кc}} \right]} + Z_{0л}} + \frac{1}{Z_{Т.вн.лед}}}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$Z_{0.экв.К4} := \frac{1}{X_4 + \frac{1}{Z_{0с2} + Z_{0л.лед.шим}}}$$

$$Z_{0.экв.К4} = 28.705$$

Преобразованная схема нулевой последовательности :



Суммарные значения токов для точек К3:

$$I_{1К1} := 12.248$$

$$I_{0К1} := 15.049$$

$$I_{1К2} := \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ЭКВ.К2}}$$

$$I_{0К2} := \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{0.ЭКВ.К2}}$$

$$I_{1К2} := 5.731$$

$$I_{0К2} := 7.427$$

$$I_{1К3} := \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{ЭКВ.К3}}$$

$$I_{0К3} := \frac{E_{ЭКВ}}{\sqrt{3} \cdot Z_{0.ЭКВ.К3}}$$

$$I_{1К3} := 5.911$$

$$I_{0К3} := 6.904$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПВК Mathcad

$$I_{1K4} = 5.47$$

$$I_{0K4} = 6.09$$

$$I_{1K5} := \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ.К5}}}$$

$$I_{1K5} := 2.85$$

$$I_{1K6} := \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ.К6}}}$$

$$I_{1K6} := 1.68$$

$$I_{1K7} := \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ.К7}}}$$

$$I_{1K7} := 0.845$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

2 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

2.1 Расчет Дистанционной защиты

$$x_{0.л2} := 0.43 \quad r_{0.л2} := 0.09 \quad I_{вл2} := 19.6 \quad r_{0.л2} := r_{0.л} \cdot I_{вл2}$$

$$Z_{л2} := \sqrt{x_{0.л2}^2 + r_{0.л2}^2} = 8.611 \text{ Ом} \quad x_{0.л2} := x_{0.л} \cdot I_{вл2}$$

$$x_{0.л3} := 0.43 \quad r_{0.л3} := 0.09 \quad I_{вл3} := 39.47 \quad r_{0.л3} := r_{0.л} \cdot I_{вл3}$$

$$Z_{л3} := \sqrt{x_{0.л3}^2 + r_{0.л3}^2} = 17.34 \text{ Ом} \quad x_{0.л3} := x_{0.л} \cdot I_{вл3}$$

I степень срабатывания защиты

Устанавливаем защиту со стороны ПС 220 кВ КС-7а

$$Z_{Iсз} := 0.85 \cdot Z_{л2} = 7.319 \text{ Ом}$$

II степень срабатывания защиты

Коэффициент токораспределения берется на онове токов, протекающих через ТТ (равен 1 при данной схеме)

$$K_{ток} := 1$$

$$Z_{IIсз} := 0.85 \cdot Z_{л2} + \frac{0.66}{K_{ток}} \cdot Z_{л3} = 18.763 \text{ Ом}$$

Проверка по чувствительности:

$$K_{IIч} := \frac{Z_{IIсз}}{Z_{л2}} = 2.179 \quad K_{IIч} \geq 1.25$$

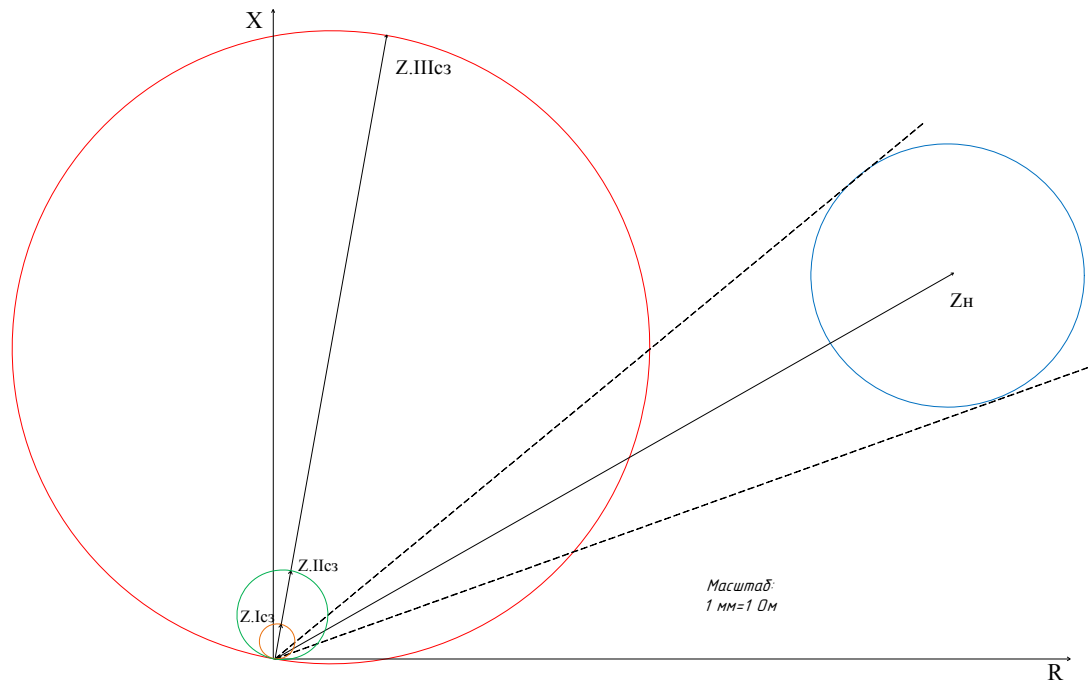
III степень срабатывания найдем графически

Проверка по чувствительности: $K_{ч} \geq 1.25$

$$K_{IIIч1} := \frac{Z_{IIIсз1}}{Z_{л2}} = 15.151 \quad Z_{IIIсз1} := 130.46 \text{ Ом} \quad \text{- определяем по графику}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

График срабатывания защит:



$$x_{0.Л2} := 0.43 \quad r_{0.Л2} := 0.09 \quad I_{ВЛ2} := 19.6 \quad r_{0.Л2} := r_{0.Л} \cdot I_{ВЛ2}$$

$$Z_{Л2} := \sqrt{x_{0.Л2}^2 + r_{0.Л2}^2} = 8.611 \text{ Ом} \quad x_{0.Л2} := x_{0.Л} \cdot I_{ВЛ2}$$

$$x_{0.Л1} := 0.43 \quad r_{0.Л1} := 0.09 \quad I_{ВЛ1} := 25.5 \quad r_{0.Л1} := r_{0.Л} \cdot I_{ВЛ1}$$

$$Z_{Л1} := \sqrt{x_{0.Л1}^2 + r_{0.Л1}^2} = 11.203 \text{ Ом} \quad x_{0.Л1} := x_{0.Л} \cdot I_{ВЛ1}$$

$$x_T := 555.45 \quad r_T := 29.624$$

$$Z_{ТКВ} := \sqrt{x_T^2 + r_T^2} = 556.239$$

I ступень

устанавливаем защиту со стороны ПС 220 кВ Ледяная

$$Z_{Лсз} := 0.85 \cdot Z_{Л2} = 7.319 \text{ Ом}$$

II ступень

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

Коэффициент токораспределения берется на основе токов, протекающих через ТТ (равен 1 при данной схеме)

Отстройка от КЗ на шинах низшего напряжения:

$$Z_{Ic3.tr} := 0.85 \cdot (Z_{Л2} + Z_{Т.кС})$$

$$Z_{Ic3.tr} = 480.123 \text{ Ом}$$

$$K_{ТОК} := 1$$

$$Z_{IIc31} := 0.85 \cdot Z_{Л2} + \frac{0.66}{K_{ТОК}} \cdot Z_{Л1} = 14.713 \text{ Ом}$$

$$Z_{IIc32} := 0.85 \cdot Z_{Л2} + \frac{0.78}{K_{ТОК}} \cdot Z_{Ic3} = 13.028 \text{ Ом}$$

Проверка по чувствительности:

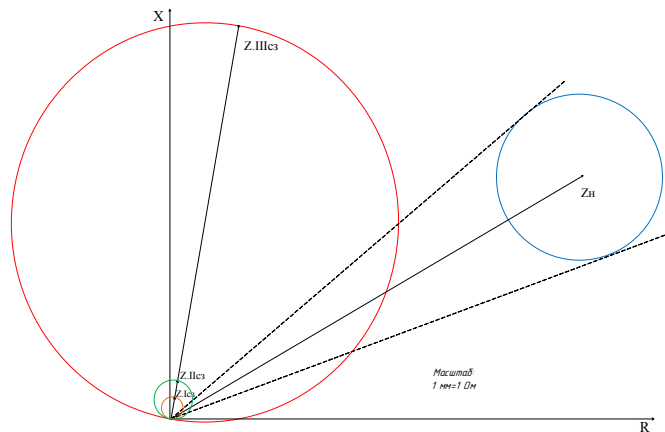
$$K_{IIч} := \frac{Z_{IIc32}}{Z_{Л2}} = 1.513 \quad K_{IIч} \geq 1.25$$

III ступень найдем графически $K_{ч} \geq 1.25$

Проверка по чувствительности:

$$K_{IIIч1} := \frac{Z_{IIIc31}}{Z_{Л2}} = 15.151 \quad Z_{IIIc31} := 130.46 \text{ Ом} \quad \text{- определяем по графику}$$

График срабатывания защит:



Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

2.2 Расчет ТЗНП

Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ КС-7а

1 ступень срабатывания защиты

$I_{0\text{конц}} := 1798$ А - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС КС-7а при кз на шинах ПС Ледяная

$$K_{\text{отс1}} := 1.3$$

$$U := 220000 \text{ В}$$

$$z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0\text{конц}}} = 70.644 \text{ Ом}$$

$$z_{\text{т2}} := 8.611 \text{ Ом}$$

$$I_{0\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{Л2}} + z_{\text{ЭКВ}})} = 1.603 \times 10^3 \text{ А}$$

$$I_{\text{сз1}} := K_{\text{отс1}} \cdot I_{0\text{кз}}$$

$$I_{\text{сз1}} = 2.083 \times 10^3 \text{ А}$$

2 ступень срабатывания защиты

Согласование с 1 ступенью защиты следующей ПС

$I_{0\text{конц.л}} := 2100$ А - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Ледяная при кз на шинах ПС Шимановск

$$z_{\text{ЭКВ.}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0\text{конц.л}}} = 60.484 \text{ Ом}$$

$$z_{\text{т2}} := 17.34$$

$$I_{0.\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{Л2}} + z_{\text{ЭКВ}})} = 1.444 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{ток}} := 0.43 \quad K_{\text{отс2}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз.1}} := K_{\text{отс2}} \cdot I_{0.\text{кз}} = 1.588 \times 10^3 \text{ А}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{сз2} := K_{отс2} \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.1}$$

$$I_{сз2} = 751.129 \text{ А}$$

3 ступень срабатывания защиты

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС Ледяная

$$S_{тр} := 20 \cdot 10^6 \text{ ВА} \quad U_{ном.тр} := 220 \cdot 10^3 \text{ В}$$

$$I_{ном.тр} := \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.тр}} = 52.486 \text{ А}$$

$$I_{бтн} := 3 \cdot I_{ном.тр} = 157.459 \text{ А}$$

$$K_{отс.} := 1.05$$

$$I_{сз3} := K_{отс.} \cdot I_{бтн} = 165.332 \text{ А}$$

Расчет чувствительности

$$I_{0.кз.} := 675 \text{ А}$$

$$K_{ч.3} := \frac{I_{0.кз.}}{I_{сз3}} = 4.083$$

4 ступень срабатывания защиты

Отстройка от тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором на ПС Ледяная

$$U := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad z_{тр} := 249.63 \text{ Ом}$$

$$I_{кз.сум} := 341 \text{ А}$$

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.сум}} = 372.484 \text{ Ом}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{\text{кз.тр}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{ТР}})} = 204.17 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{Отс}} := 0.25$$

$$I_{\text{сз4}} := K_{\text{Отс}} \cdot I_{\text{кз.тр}} = 51.043 \quad \text{А}$$

$$I_{0\text{кз.}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{Л3}})}$$

$$I_{0\text{кз.}} = 311.956$$

$$K_{\text{ч4}} := \frac{I_{0\text{кз.}}}{I_{\text{сз4}}} = 6.112$$

Расчет ТЗНП со стороны ПС 220 кВ Ледяная

1 ступень срабатывания защиты

$I_{0\text{конц}}$:= 1485 А - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС Ледяная при кз на шинах ПС КС-7а

$$K_{\text{отс1}} := 1.3$$

$$U := 220000 \quad \text{В}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0\text{конц}}} = 85.533 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{\text{Л2}} := 17.34 \quad \text{Ом}$$

$$I_{0\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{Л2}} + Z_{\text{ЭКВ}})} = 1.235 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз1}} := K_{\text{отс1}} \cdot I_{0\text{кз}}$$

$$I_{\text{сз1}} = 1.605 \times 10^3 \quad \text{А}$$

2 ступень срабатывания защиты

Согласование с 1 ступеню защиты следующей ПС

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$I_{0\text{конц.л}}$:= 1798 А - утроенный ток нулевой последовательности, протекающий в защите ПС КС-7а при кз на шинах ПС Амурская

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{0\text{конц.л}}} = 70.644 \quad \text{Ом} \quad Z_{\text{Л1}} := 11.203 \quad \text{Ом}$$

$$I_{0\text{кз}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{Л1}} + Z_{\text{ЭКВ}})} = 1.313 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{ток}} := 0.88 \quad K_{\text{отс2}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз1}} := K_{\text{отс2}} \cdot I_{0\text{кз}} = 1.444 \times 10^3 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз2}} := K_{\text{отс2}} \cdot K_{\text{ток}} \cdot I_{\text{сз1}}$$

$$I_{\text{сз2}} = 1.398 \times 10^3 \quad \text{А}$$

3 степень срабатывания защиты

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора на ПС КС - 7А

$$S_{\text{тр}} := 10 \cdot 10^6 \quad \text{ВА} \quad U_{\text{ном.тр}} := 220 \cdot 10^3 \quad \text{В}$$

$$I_{\text{ном.тр}} := \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} = 26.243 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{бтн}} := 6 \cdot I_{\text{ном.тр}} = 157.459 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$I_{\text{сз3}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{бтн}} = 173.205 \quad \text{А}$$

Расчет чувствительности

$$I_{0\text{кз}} := 846 \quad \text{А}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$K_{м3} := \frac{I_{0.кз.}}{I_{сз3}} = 4.884$$

4 ступень срабатывания защиты

Отстройка от тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором на ПС КС-7а

$$U := 220 \cdot 10^3 \quad \text{В} \quad Z_{ткв} := 139.06 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз.сум} := 5731 \quad \text{А}$$

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.сум}} = 22.163 \quad \text{Ом}$$

$$I_{кз.тр} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{экв} + Z_{т.кв})} = 787.834 \quad \text{А}$$

$$K_{отс} := 0.1$$

$$I_{сз4} := K_{отс} \cdot I_{кз.тр} = 78.783 \quad \text{А}$$

$$I_{0кз} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{экв} + Z_{л2} + Z_{л3})}$$

$$I_{0кз.} = 2.235 \times 10^3$$

$$K_{м4} := \frac{I_{0кз.}}{I_{сз4}} = 28.363$$

2.3 Расчет МТО

Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ КС-7а

Ток в защите при кз на ПС Ледяная

$$I_{кз.сум} := 5731 \quad \text{А} \quad U := 220 \cdot 10^3 \quad \text{В} \quad Z_{т2} := 17.34 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{экв} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.сум}} = 22.163$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{\text{кз.заш}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л2}})} = 3.215 \times 10^3 \text{ А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{ср.отс}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.заш}} = 4.18 \times 10^3$$

Расчет МТО со стороны ПС 220 кВ Ледяная

Ток в защите при кз на ПС КС-7а

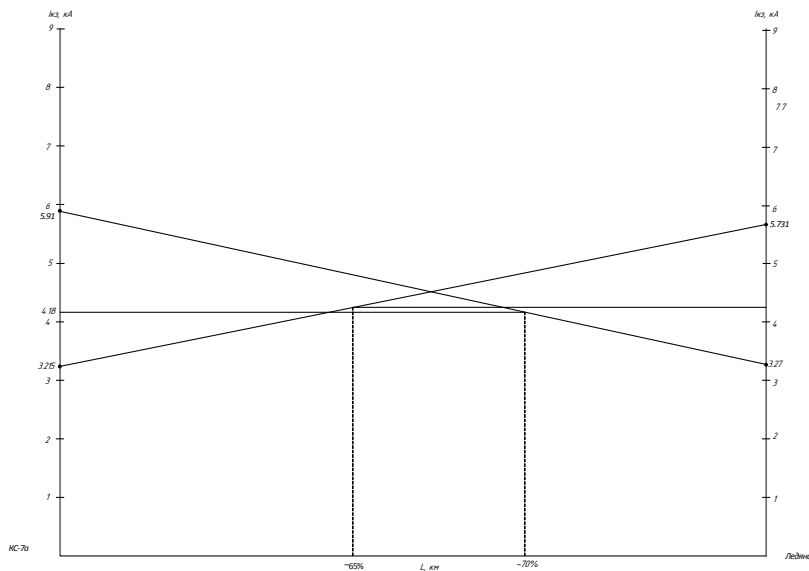
$$I_{\text{кз.сум}} := 5911 \text{ А} \quad U := 220 \cdot 10^3 \text{ В} \quad Z_{\text{Л2}} := 17.34 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз.сум}}} = 21.488$$

$$I_{\text{кз.заш}} := \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{\text{ЭКВ}} + Z_{\text{Л2}})} = 3.271 \times 10^3 \text{ А} \quad K_{\text{отс}} := 1.3$$

$$I_{\text{ср.отс}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз.заш}} = 4.253 \times 10^3$$

Кривые спада тока КЗ для определения токов МТО:



Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

2.4 Дифференциальная защита шин

Для первой секции шин:

$$K_H := 1.5 \quad K_{\text{одн}} := 1 \quad K_{\text{апер}} := 1 \quad f_i := 0.1 \quad I_{\text{кз.мах}} := 5731 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.ДЗШ}} := K_H \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{апер}} \cdot f_i \cdot I_{\text{кз.мах}} \quad I_{\text{раб.мах}} := 710 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.ДЗШ}} = 859.65 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ}} := K_H \cdot I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ}} = 1.065 \times 10^3$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ДЗШ}}}{K_T} \quad K_T := 142$$

Расчетное количество витков РНТ:

$$w_{\text{расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗШ.втор}}} \quad F_{\text{ср}} := 100 \frac{\text{А}}{\text{ВИТКОВ}}$$

$$w_{\text{расч}} = 13.333 \quad \text{витков}$$

Проверяем на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{кз.наим}}}{I_{\text{сз.ДЗШ}}} \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 \quad I_{\text{кз.наим}} := 2139 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = 2.008$$

Для второй секции шин:

$$K_H := 1.5 \quad K_{\text{одн}} := 1 \quad K_{\text{апер}} := 1 \quad f_i := 0.1 \quad I_{\text{кз.мах}} := 5731 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.ДЗШ}} := K_H \cdot K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{апер}} \cdot f_i \cdot I_{\text{кз.мах}} \quad I_{\text{раб.мах}} := 710 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.ДЗШ}} = 859.65 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ}} := K_H \cdot I_{\text{раб.мах}}$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ}} = 1.065 \times 10^3$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{\text{сз.ДЗШ.втор}} := \frac{I_{\text{сз.ДЗШ}}}{K_T} \quad K_T := 142$$

Расчетное количество витков РНТ:

$$w_{\text{расч}} := \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{сз.ДЗШ.втор}}} \quad F_{\text{ср}} := 100 \frac{\text{А}}{\text{ВИТКОВ}}$$

$$w_{\text{расч}} = 13.3 \text{ витков}$$

Проверяем на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{кз.наим}}}{I_{\text{сз.ДЗШ}}} \quad K_{\text{ч}} \geq 1.5 \quad I_{\text{кз.наим}} := 1067 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = 1.002$$

$K_{\text{ч}} \leq 1.5$, требуется ввести очувствление

Уставка будет равна наименьшему току КЗ с учетом чувствительности:

$$K_{\text{ч.треб}} := 1.5$$

$$I_{\text{сз.ДЗШ.чувств}} := \frac{I_{\text{кз.наим}}}{K_{\text{ч.треб}}} = 711.333 \text{ А}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

**3 Дифференциальная защита трансформатора на базе терминала
RET 670:**

ТДН-10000/220

$$U_{\text{НОМВН}} := 230 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{НОМНН}} := 11 \quad \text{кВ}$$

$$U_{\text{к}} := 10.5 \quad \%$$

$$S_{\text{НОМ}} := 10000 \quad \text{ВА}$$

1. Первое что мы должны выполнить, это проверить обеспечивается ли цифровое выравнивание токов плеч защищаемого трансформатора, для этого определяем первичные номинальные токи:

$$I_{\text{НОМВН}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМВН}}}$$

$$I_{\text{НОМНН}} := \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}}$$

$$I_{\text{НОМВН}} = 25.102 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{НОМНН}} = 524.864 \quad \text{А}$$

2. Определяем вторичные номинальные токи на сторонах трансформатора с учетом установки группы ТТ «звезда» со всех сторон защищаемого трансформатора, т.е. $K_{\text{сх}}=1$ на всех сторонах трансформатора:

$$K_{\text{сх}} := 1$$

$$K_{\text{ТТВН}} := \frac{200}{5}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$K_{ТТНН} := \frac{1000}{5}$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} := \frac{I_{НОМВН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТВН}}$$

$$I_{НОМ.ВТ.ВН} = 0.628$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} := \frac{I_{НОМНН} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТНН}}$$

$$I_{НОМ.ВТ.НН} = 2.624$$

Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора, производится по выражению:

Должно выполняться условие:

$$0.1 < \frac{I_{НОМ.ВТ.П}}{I_{НОМ.Т.П}} < 4$$

Со стороны ВН:

$$I_{НОМ.Т.П} := 5 \text{ А}$$

$$I_{ВЫР.НОМ.ВН} := \frac{I_{НОМ.ВТ.ВН}}{I_{НОМ.Т.П}}$$

$$I_{ВЫР.НОМ.ВН} = 0.126$$

Со стороны НН:

$$I_{ВЫР.НОМ.НН} := \frac{I_{НОМ.ВТ.НН}}{I_{НОМ.Т.П}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПВК Mathcad

$$I_{\text{выр.ном.НН}} = 0.525$$

Как мы видим для всех сторон цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

Определяем расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$K_{\text{пер}} := 1$$

$$\varepsilon := 0.1$$

$$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$$

$$\Delta U_{\text{рег}} := 0.12$$

$$K_{\text{нб.расч}} := \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2(\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})^2}$$

$$K_{\text{нб.расч}} = 0.18$$

Определяем начальный дифференциальный ток срабатывания:

EndSection1 := 1.15 - начальный тормозной ток, принят по рекомендации фирмы "ABB"

$$K_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I_{\text{dmin}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1}$$

$$I_{\text{dmin}} = 0.248$$

Проверяем чувствительность для горизонтального участка тормозной характеристики:

$I_{2\text{мин}} := 200$ А - двухфазное короткое замыкание на стороне НН

$$I_{\text{диф.расч}} := \frac{I_{2\text{мин}}}{I_{\text{номВН}}}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

$$I_{\text{диф.расч}} = 7.967$$

$$I_{\text{диф.ср}} := 0.25$$

$$K_{\text{ч1}} := \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}}$$

$$K_{\text{ч1}} = 31.87$$

$K_{\text{ч}} > 2$, условие выполняется.

Чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться всегда, так как выполняется условие:

$$K_{\text{ч2}} := \frac{I_{\text{dmin}}}{\text{EndSection1}}$$

$$K_{\text{ч2}} = 0.216$$

$K_{\text{ч2}} < 0.5$ - условие выполняется.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:

$$I_{\text{dunre}} > 500\%$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания можно находить по выражению:

$$K_{\text{нб1}} := 0.65$$

$$I_{\text{кз.макс}} := 680 \text{ А}$$

Продолжение
ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчет в ПК Mathcad

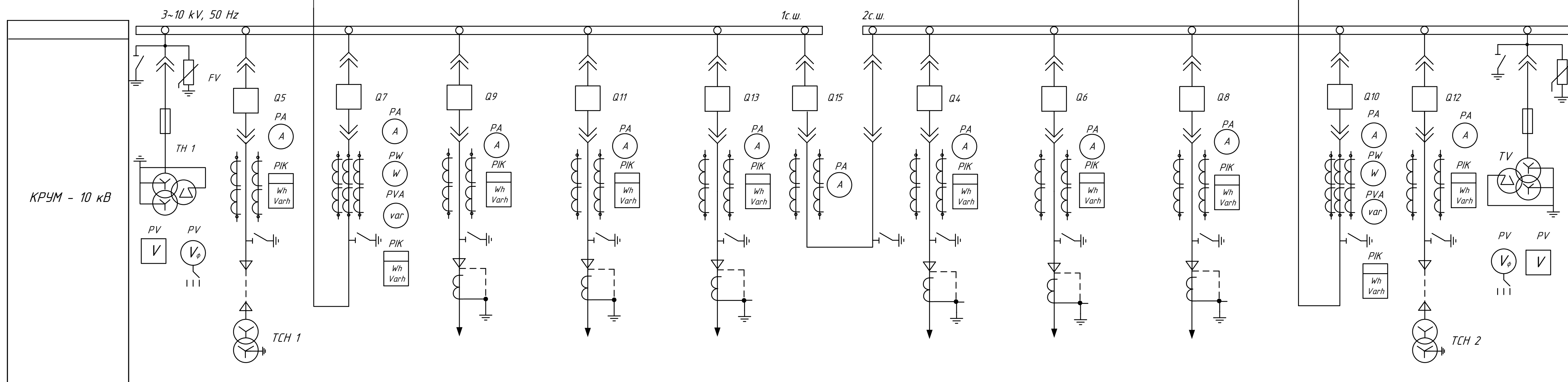
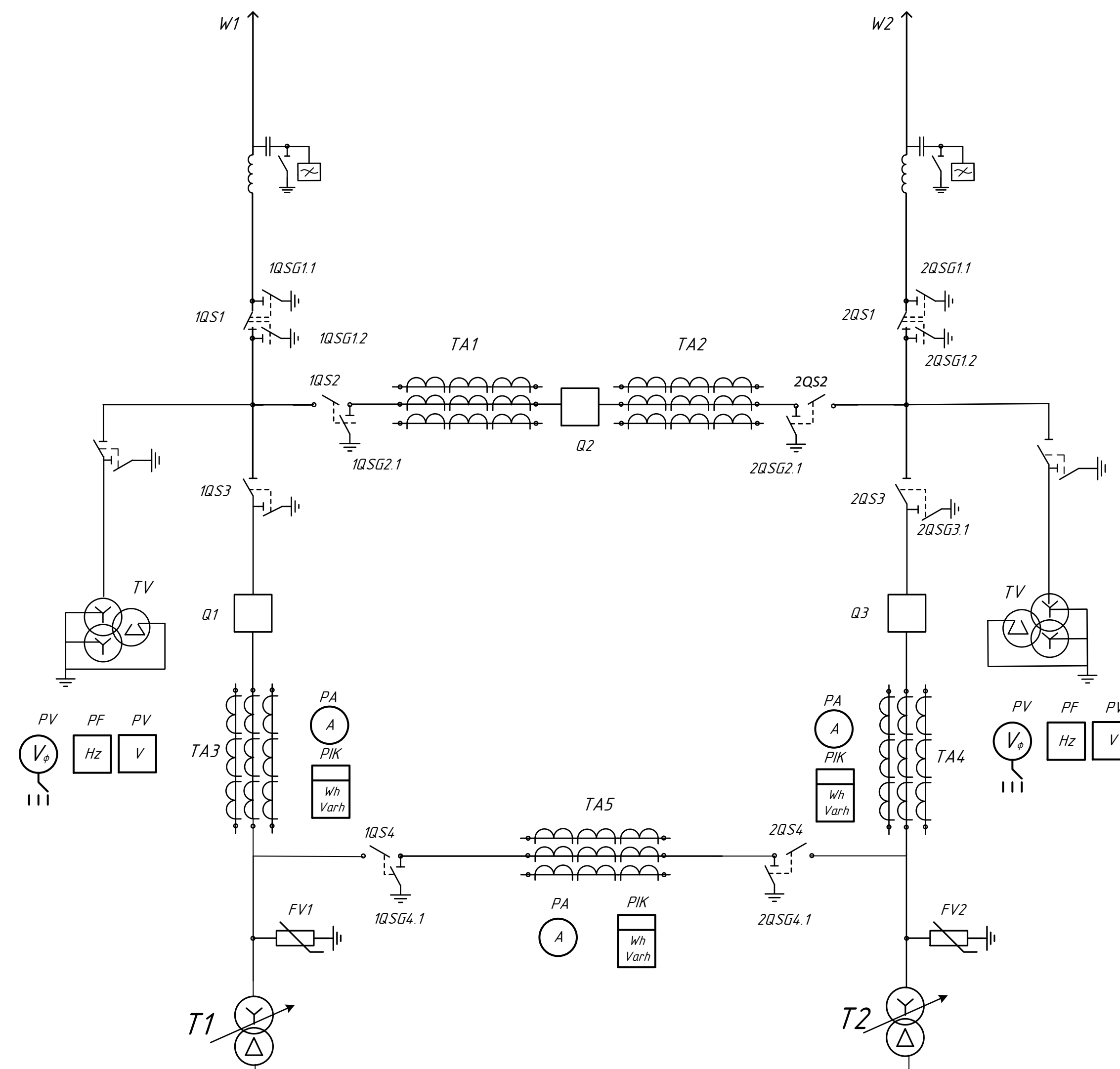
$$I_{\text{кз.макс}} := \frac{I_{\text{кз.макс}}}{I_{\text{НОМВН}}}$$

$$I_{\text{dunre}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{кз.макс}} \cdot 100\%$$

$$I_{\text{dunre}} = 530.4 \quad \%$$

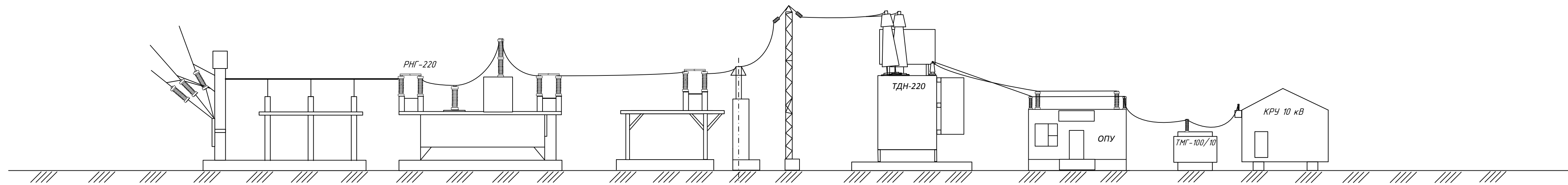
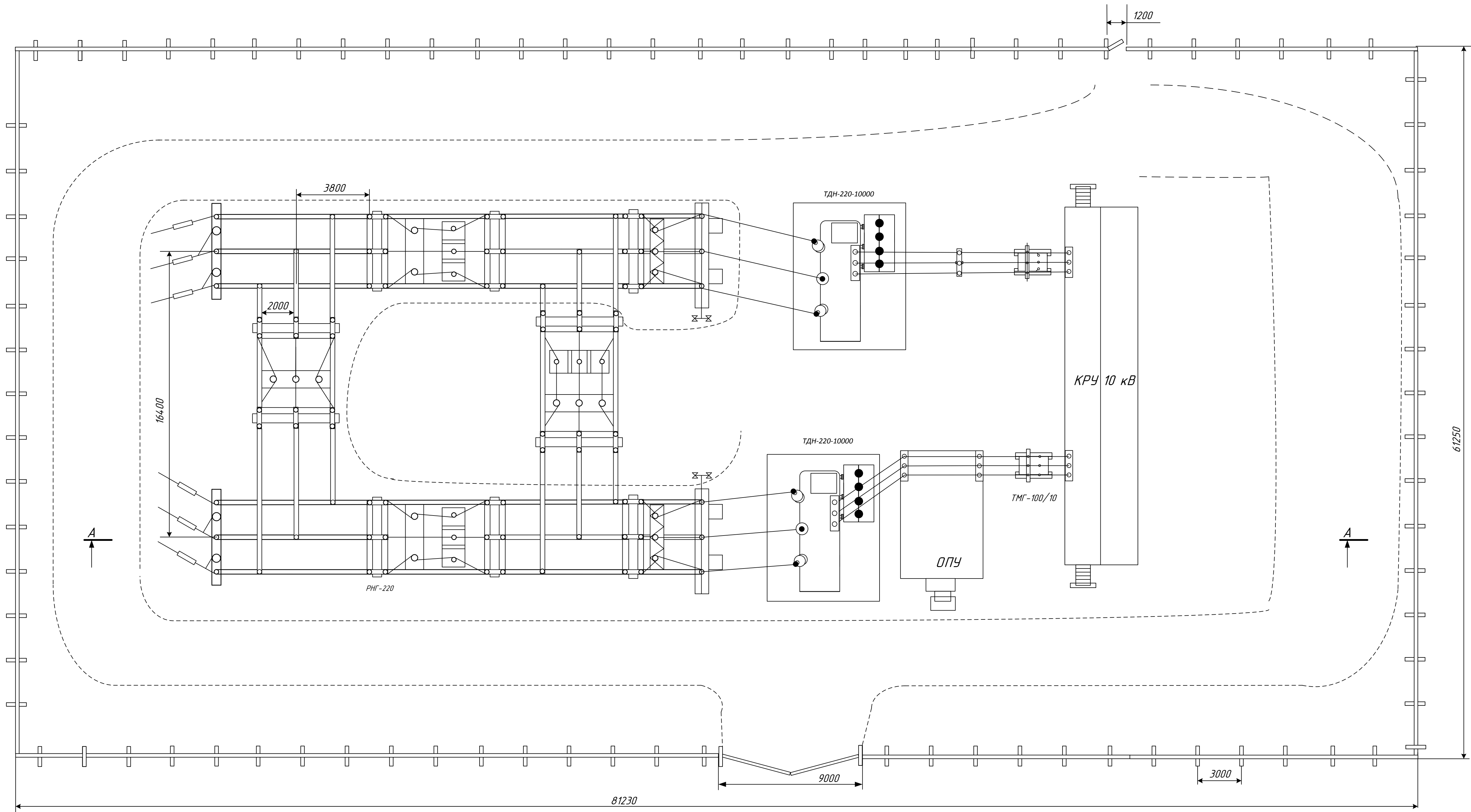
Принимаем уставку $I_{\text{dunre}}=530\%$ ($I_{\text{dunre}}=5.3$)

Провод АС-300/39
Высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,5У1
РГ - 220/1000 ЧХ/Л1
РГ - 220/1000 ЧХ/Л1
Трансформатор тока ТРГ-220
Трансформатор напряжения НАМИ-220
Трансформатор тока ТРГ-220
ВГТ-220И-40/2500
РГ - 220/1000 ЧХ/Л1
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-220
Трансформатор ТДН-10000/220 ЧХ/Л1



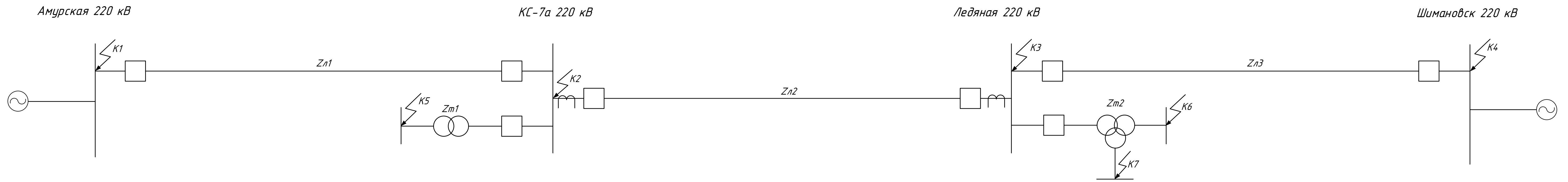
№ ячейки	1	5	7	9	11	13	15	4	6	8	10	12	14
Назначение	ТН 1	ТСН 1	Т1	КЛ1	КЛ5	КЛ9	Перемычка	КЛ2	КЛ4	КЛВ	Т2	ТСН 2	ТН 2
Изм. трансформатор	ТН-НАМИ-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТЛК-10	ТН-НАМИ-10
Выключатель		ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2	ВБЭМ-10-20/1000 ЧХ/Л2
Трансформатор СН		ТМГ-100/10										ТМГ-100/10	
Предохранитель	ПКТ-101												ПКТ-101
ОПН	ОПН-П-10												ОПН-П-10

ВКР.14.4.118.130302.СХ.			
Изм	Лист	№Докум	Подпись
Разраб		Собин В.В.	
Проверил		Мисаев Д.В.	
Реценз			
Инженер		Козлов А.И.	
Технир		Мисаев Д.В.	
Умв			
Однoлинейная схема подстанции 220/10 кВ КС - 7А			
Литера	Масса	Масштаб	
Д			
Лист 1 Листов 6			
Проектирование защиты и автоматики на воздушной линии напряжением 220 кВ КС - 7А - Ледяная и трансформатора на подстанции КС - 7А			
АМГУ гр 442 - 083(2)			



				ВКР.14.118.13.03.02.СХ				
Им	Лист	№Докум	Подпись	Дата	Схема подстанции 220/10 кВ КС - 7А Проектирование защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ КС - 7А - Лейная и трансформатора на подстанции КС - 7А	Литер	Масса	Масштаб
Разраб		Сабин В.В.				Д		
Проверил		Масеев В.В.						
Реценз						Лист 2		Листов 6
Инженер		Козлов А.И.				АМГУ гр. 442 - од3(2)		
Техник		Масеев В.В.						
Учт								

Расчетная схема замещения участка сети



Принципиальная схема энергорайона ПС 220 кВ Амурская - ПС 220 кВ КС - 7А - ПС 220 кВ Ледяная

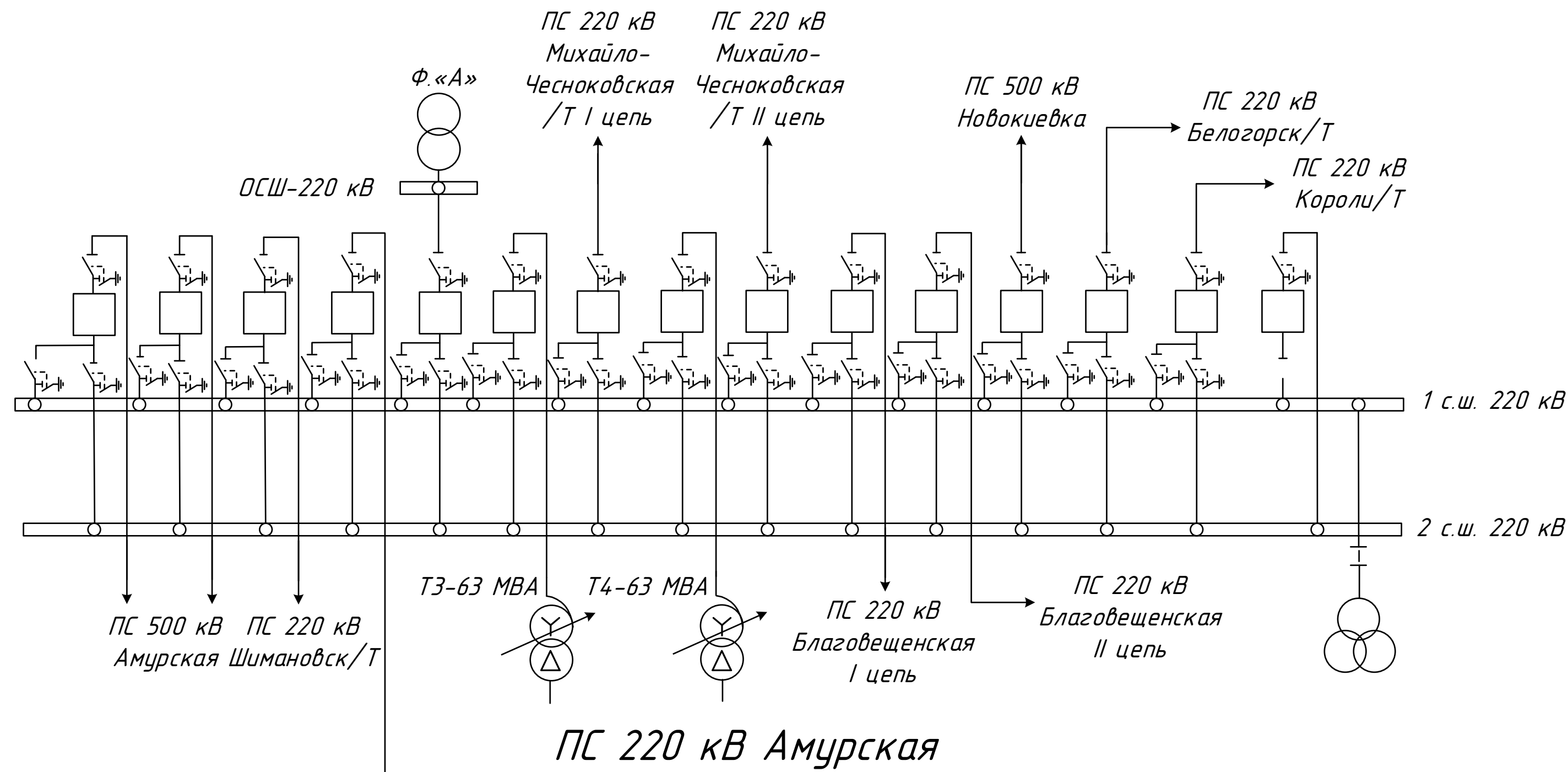


Схема замещения прямой последовательности

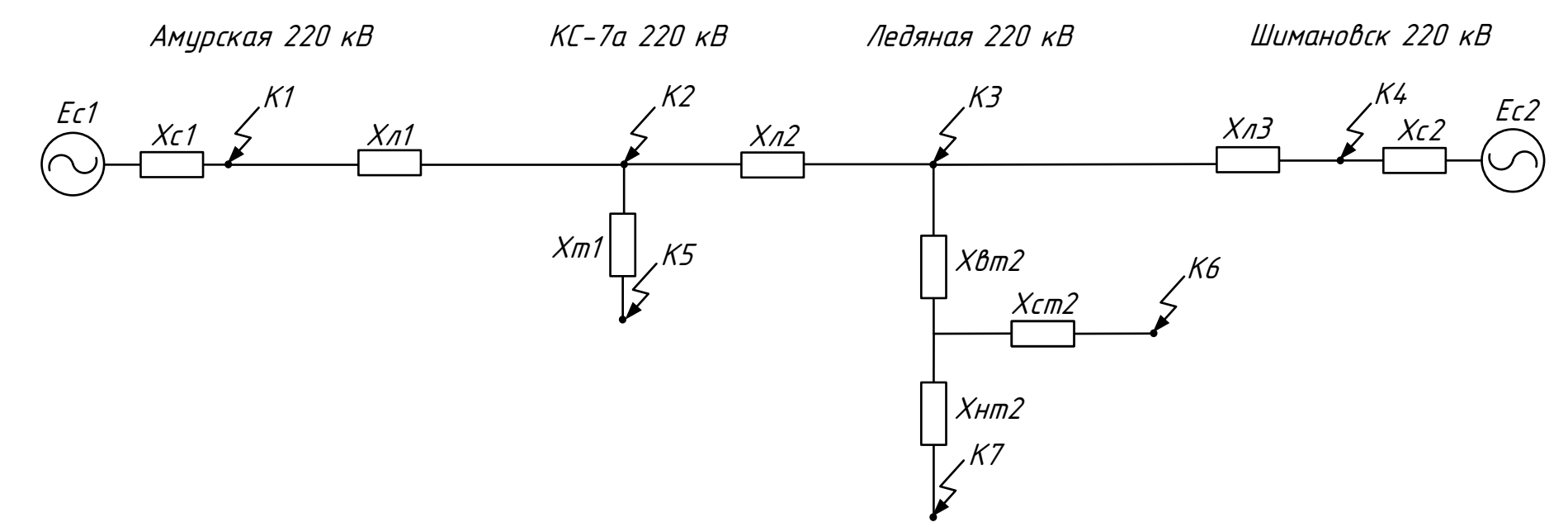
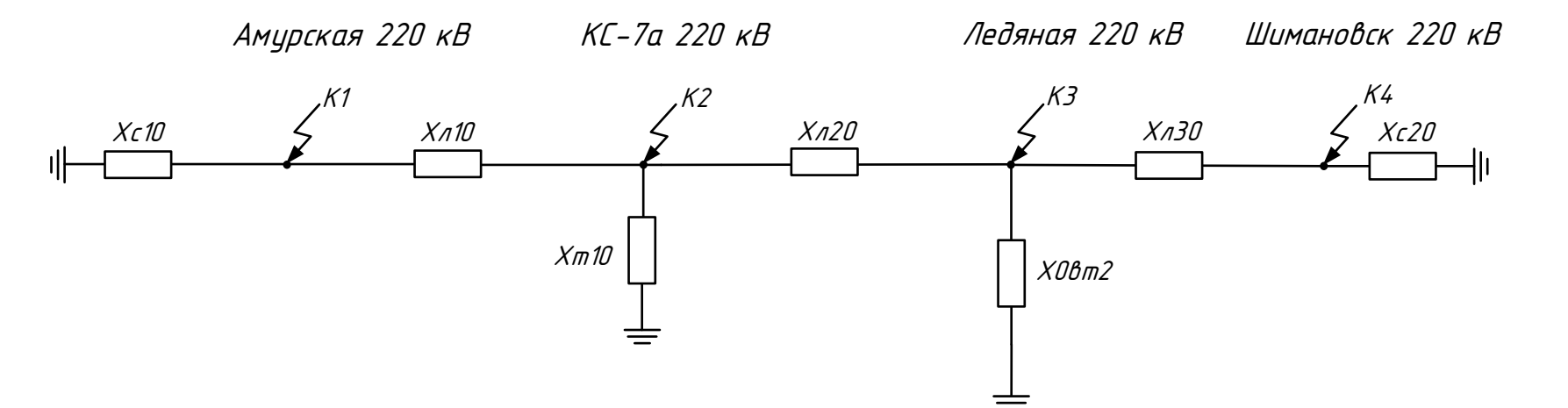
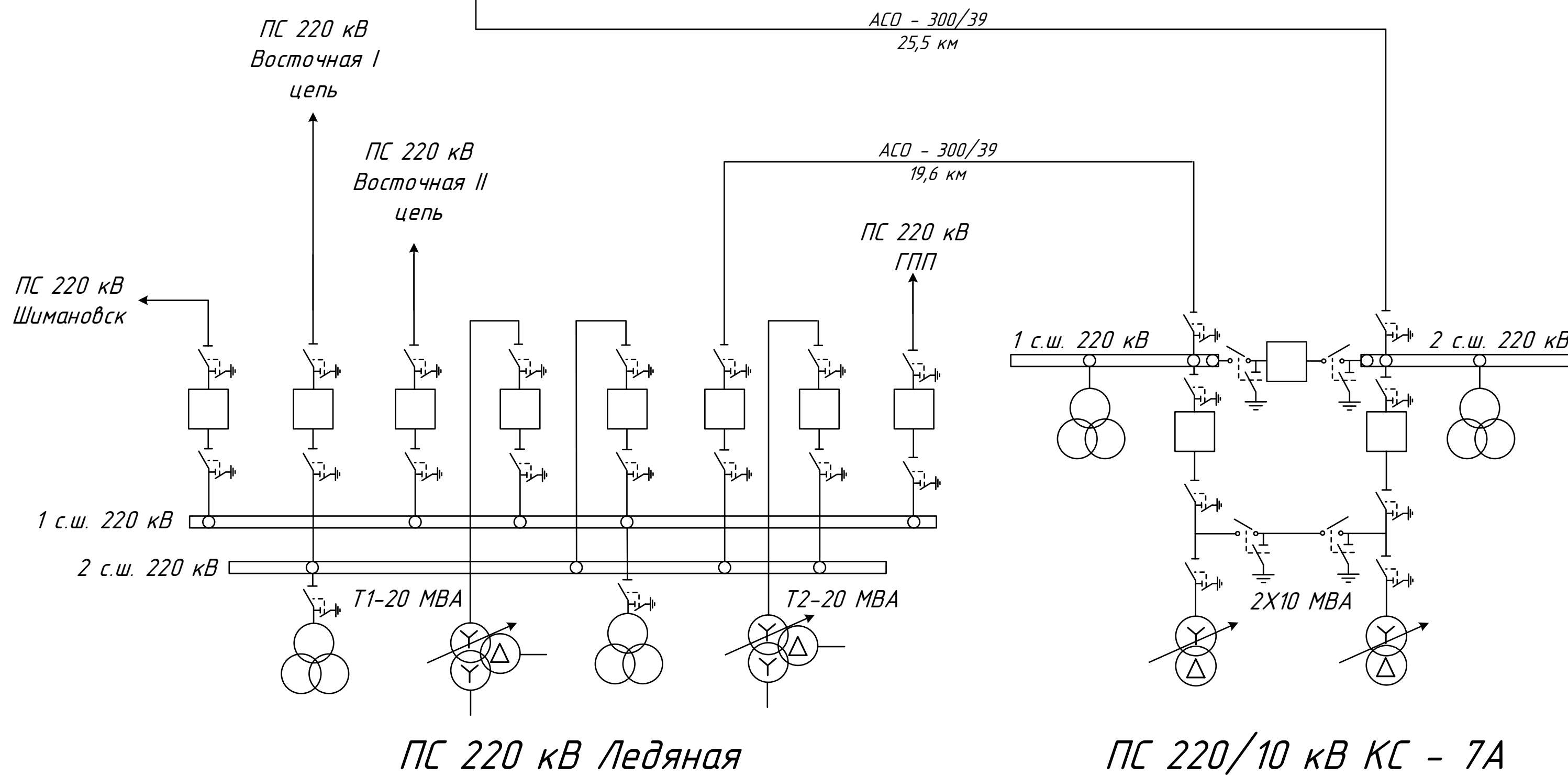


Схема замещения нулевой последовательности



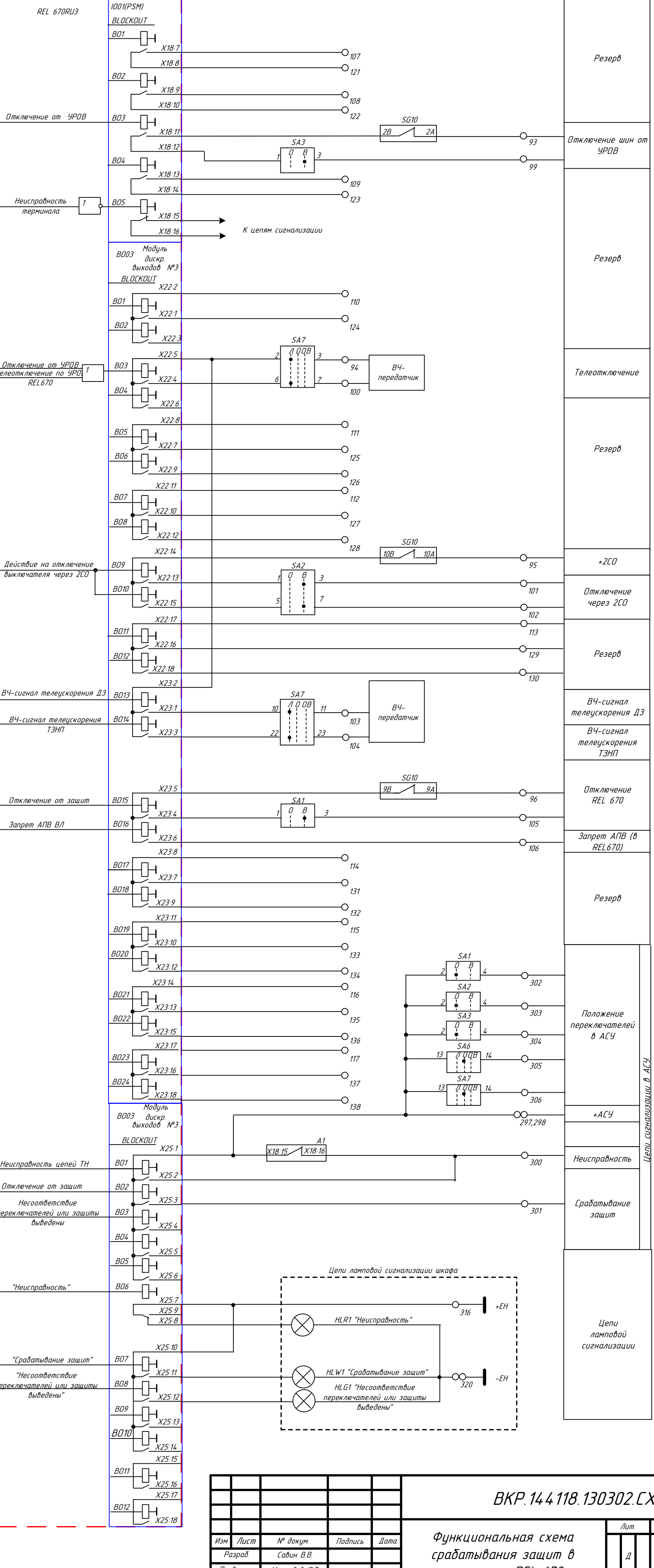
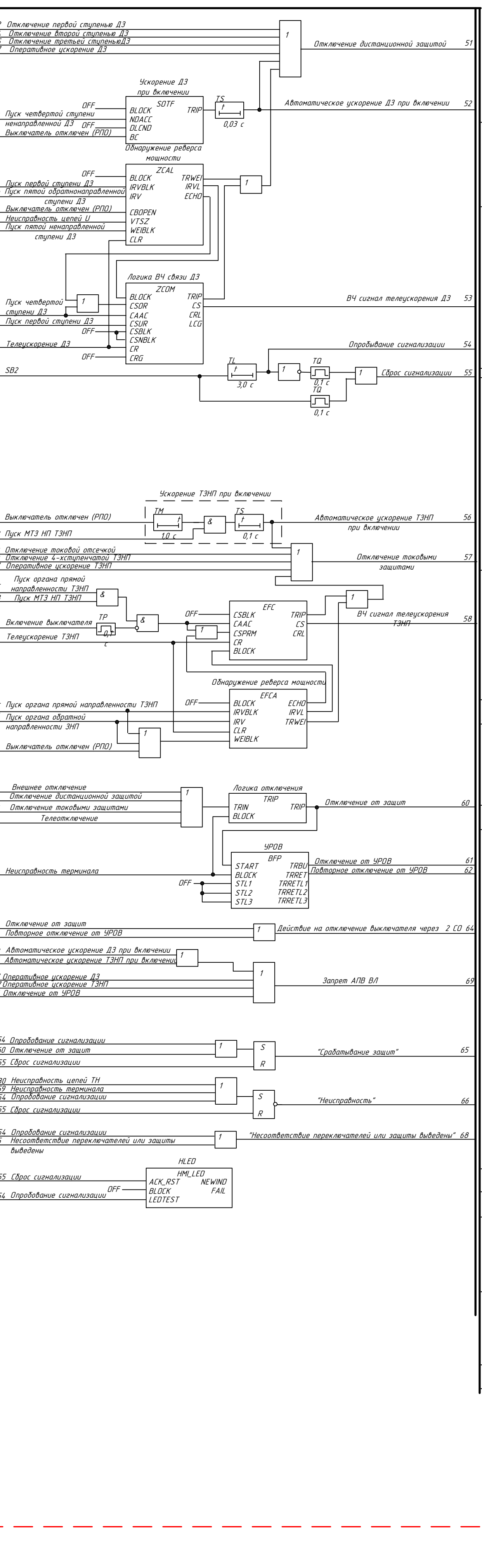
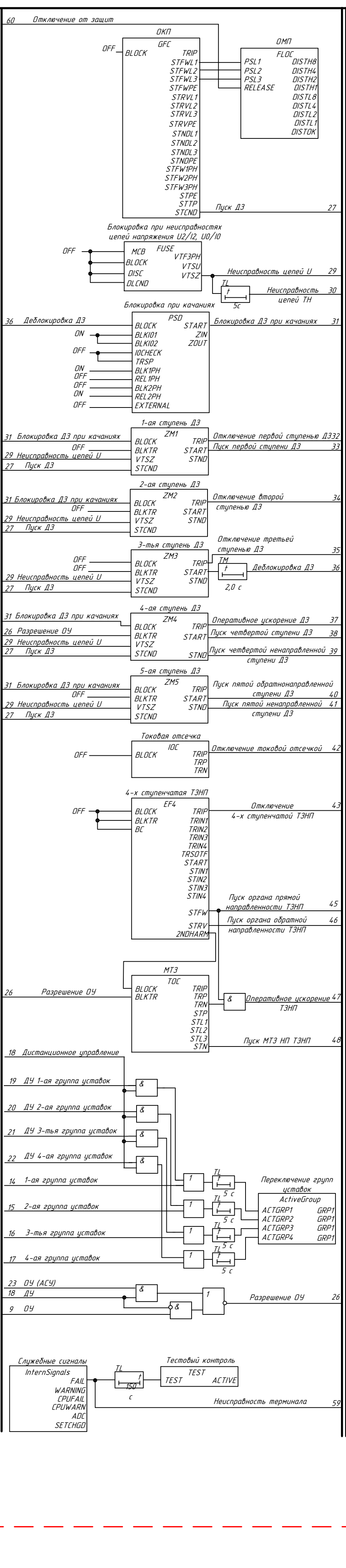
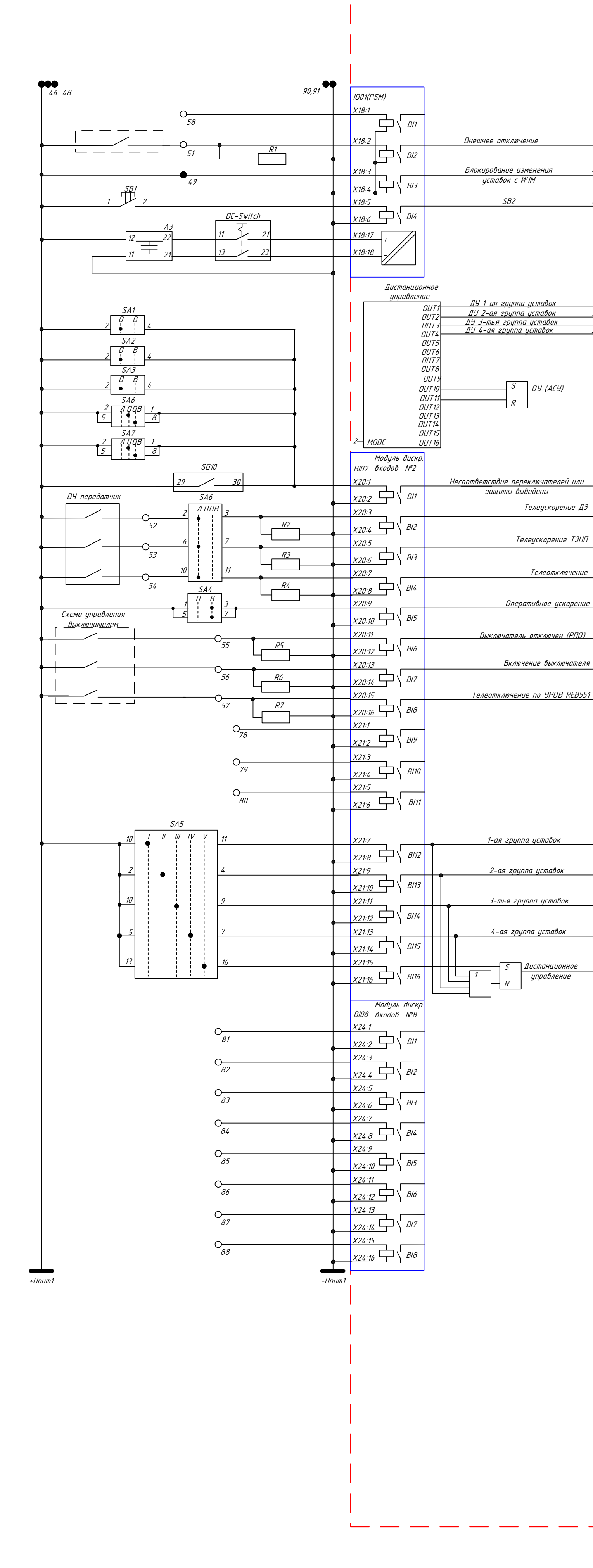
Результаты расчетов токов короткого замыкания

Расчетная точка КЗ	Периодическая составляющая суммарного утроенного тока нулевой последовательности однофазного КЗ, кА	Периодическая составляющая суммарного тока прямой последовательности трехфазного КЗ, кА
1	2	3
K1	12,248	15,049
K2	5,731	7,427
K3	5,911	6,904
K4	5,470	6,090
K5	2,85	-
K6	1,68	-
K7	0,845	-



ВКР.14.118.130302.СХ.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разработ.	Савин В.В.		
Проверил.	Маслов В.В.		
Рецензент.			
Инженер	Жалов А.Н.		
Технический	Маслов В.В.		
Удп.	Савина Н.В.		
Расчетные схемы для расчетов токов короткого замыкания			Лит. Масса Масштаб
			Лист 3 Листов 6
Проектирование защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ КС - 7А - Ледяная и трансформатора на подстанции КС - 7А			АмГУ гр. 442 - 083(2)

Цели питания терминала А1
Резерв
Внешнее отключение по ЧРПВ от REL 670
Блокирование изменения уставок с ИММ
Кнопка сброса/определения сигнализации
Ключ питания терминала А1, канальная блок-присадка
Несоответствие переключателей или защиты выведены
ВЧ-сигнал телеускорения ДЗ
ВЧ-сигнал телеускорения ТЗНП
Телеотключение
Оперативное ускорение терминала А1 (СА4)
Выключатель отключен
Включение выключателя
Телеотключение по ЧРПВ REL670
Резерв
Переключатель групп уставок терминала А1 I - 1-ая группа, II - 2-ая группа, III - 3-ья группа, IV - 4-ая группа, V - дистанционное переключение групп (через SCS или SMS)
Резерв



ВКР.14.118.130302.CX.				
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата
Разработ	Сабин В.В.			
Проверил	Мисюков Ю.В.			
Реценз				
Инженер	Козлов А.Н.			
Техник	Мисюков Ю.В.			
Чел				

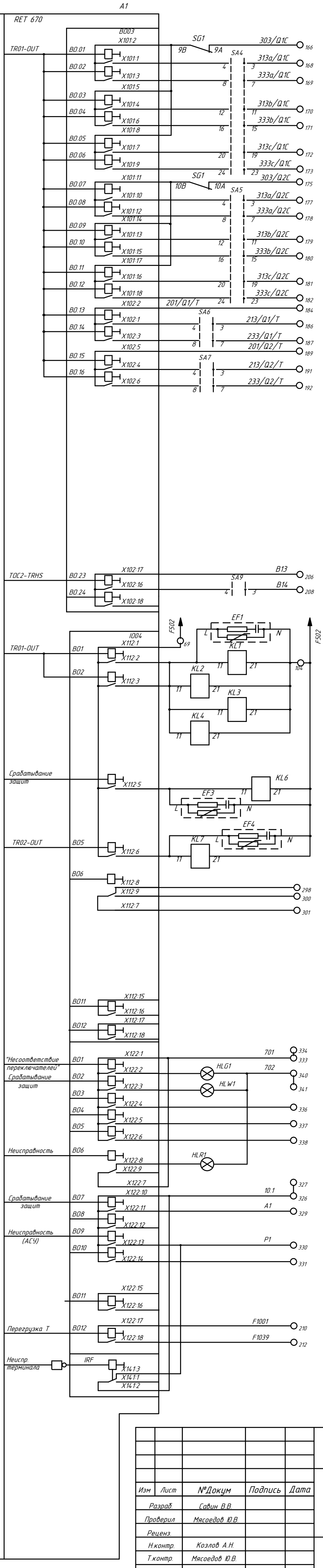
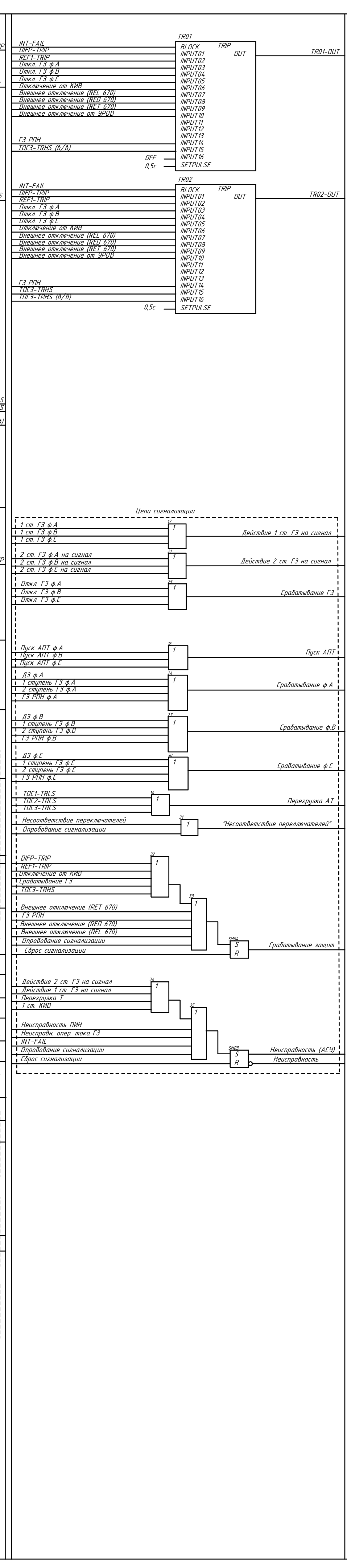
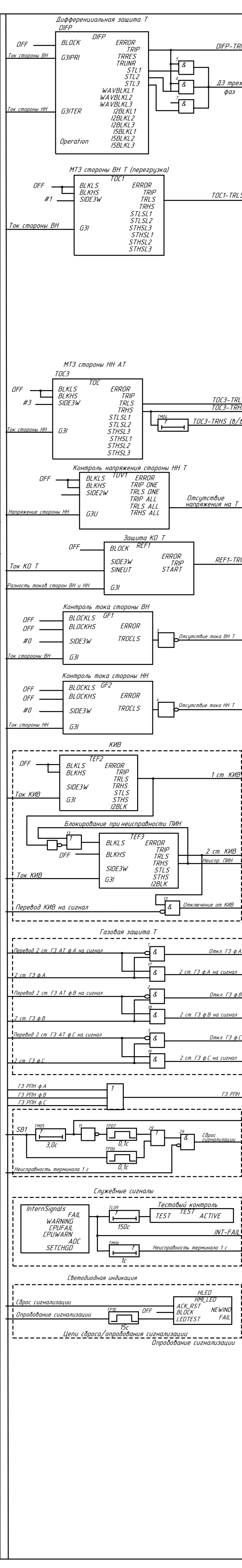
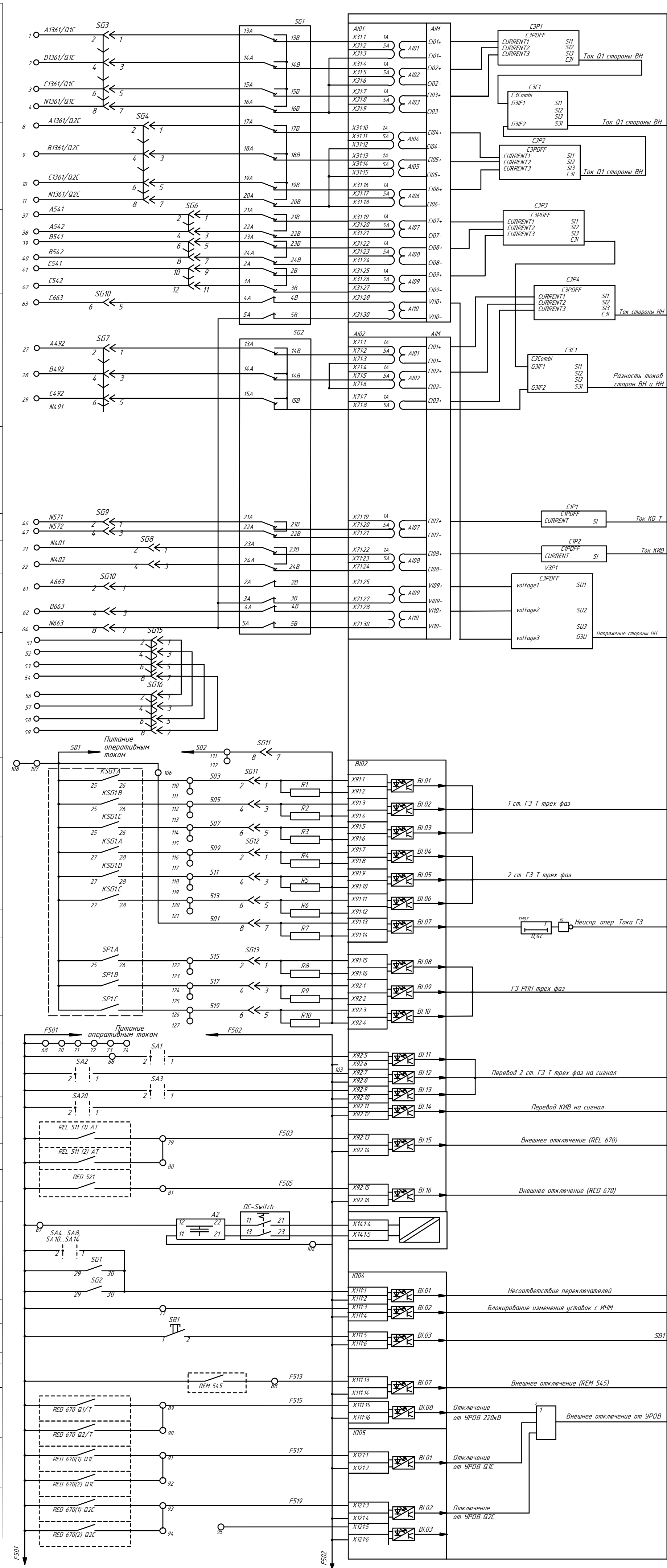
Функциональная схема срабатывания защит в терминале REL 670

Проектирование защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ КС - 7А - Левиня и трансформатора на подстанции КС - 7А

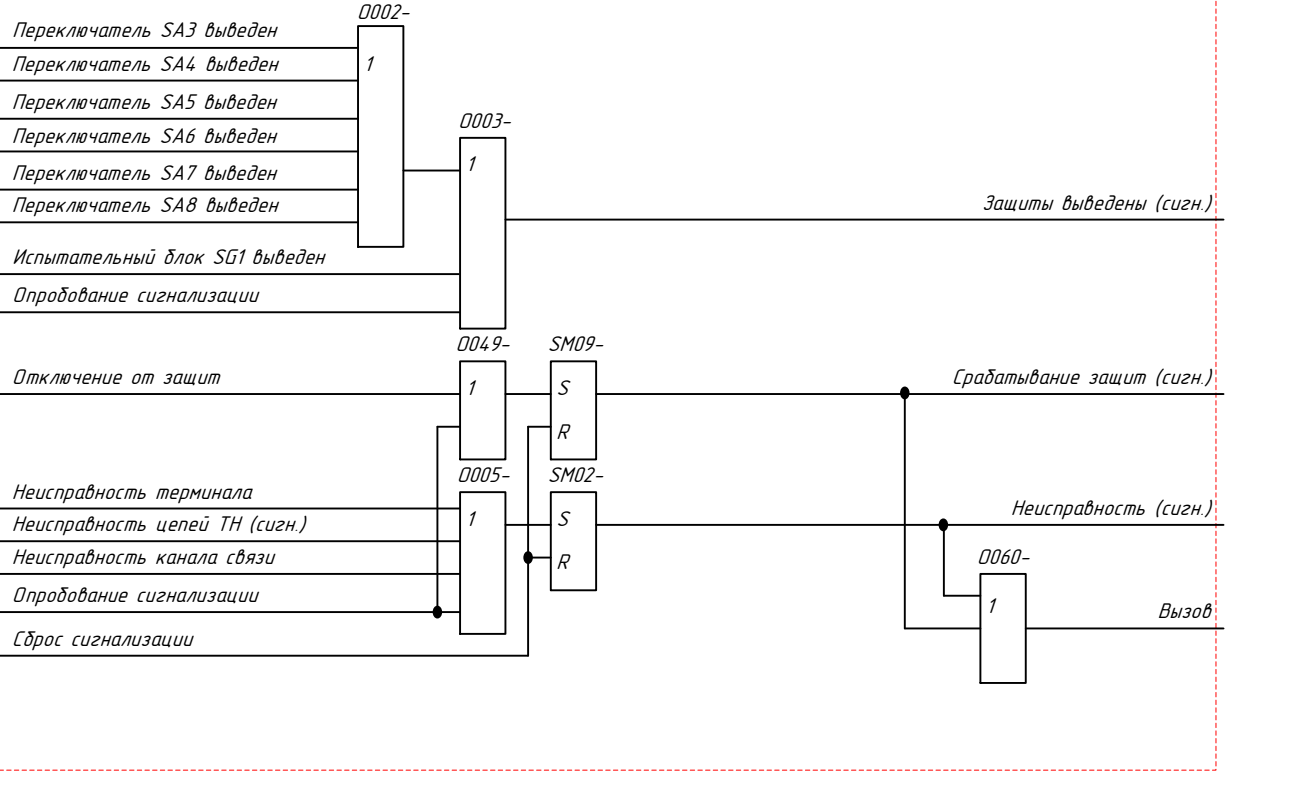
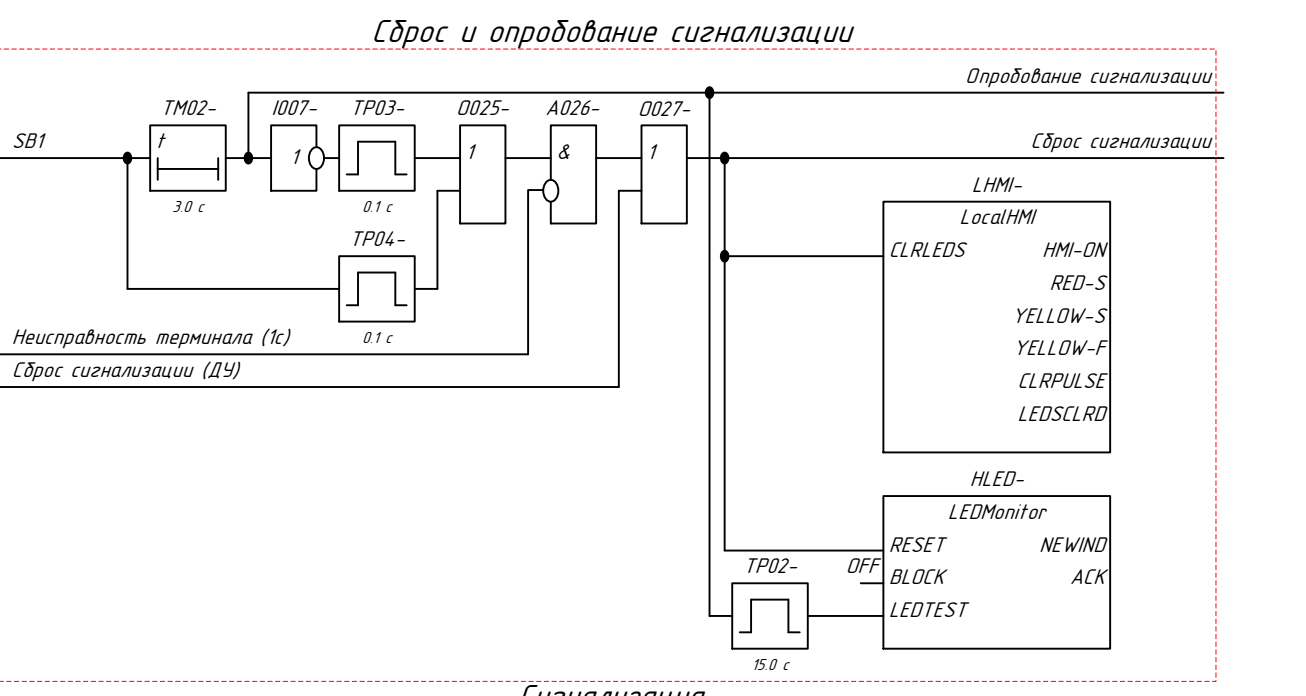
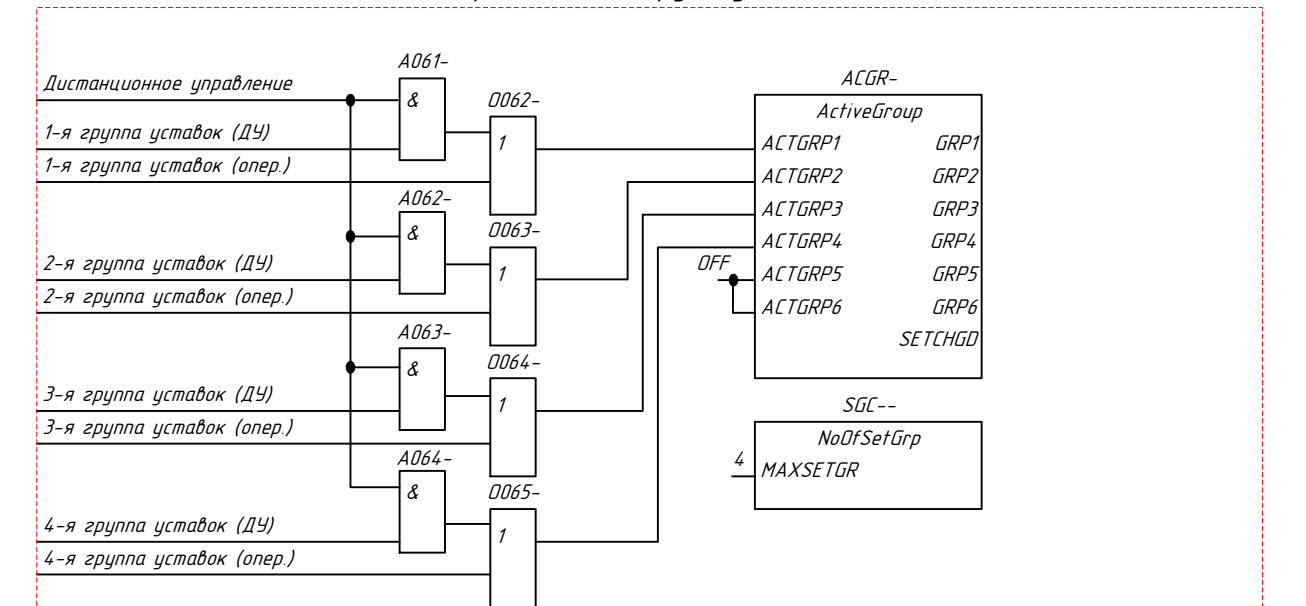
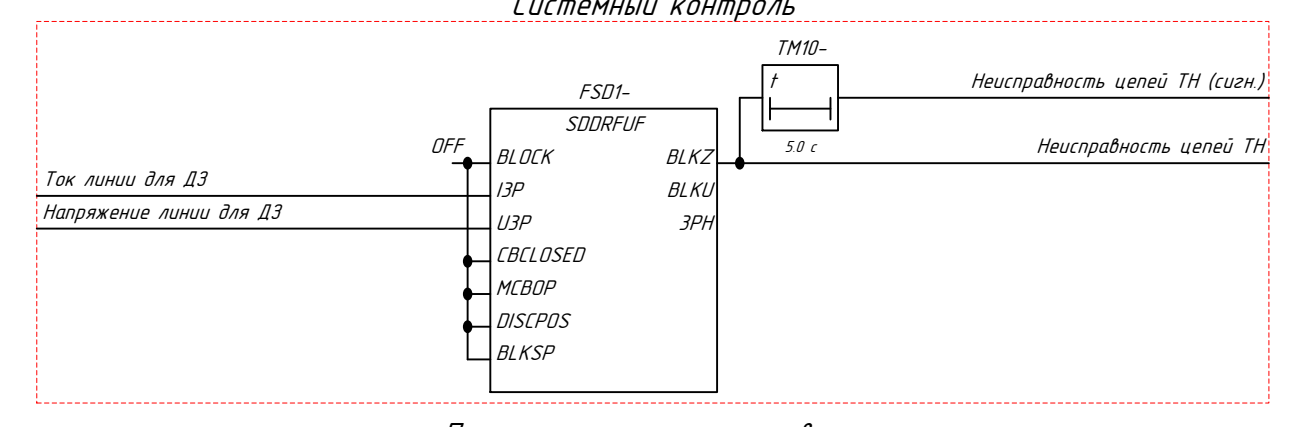
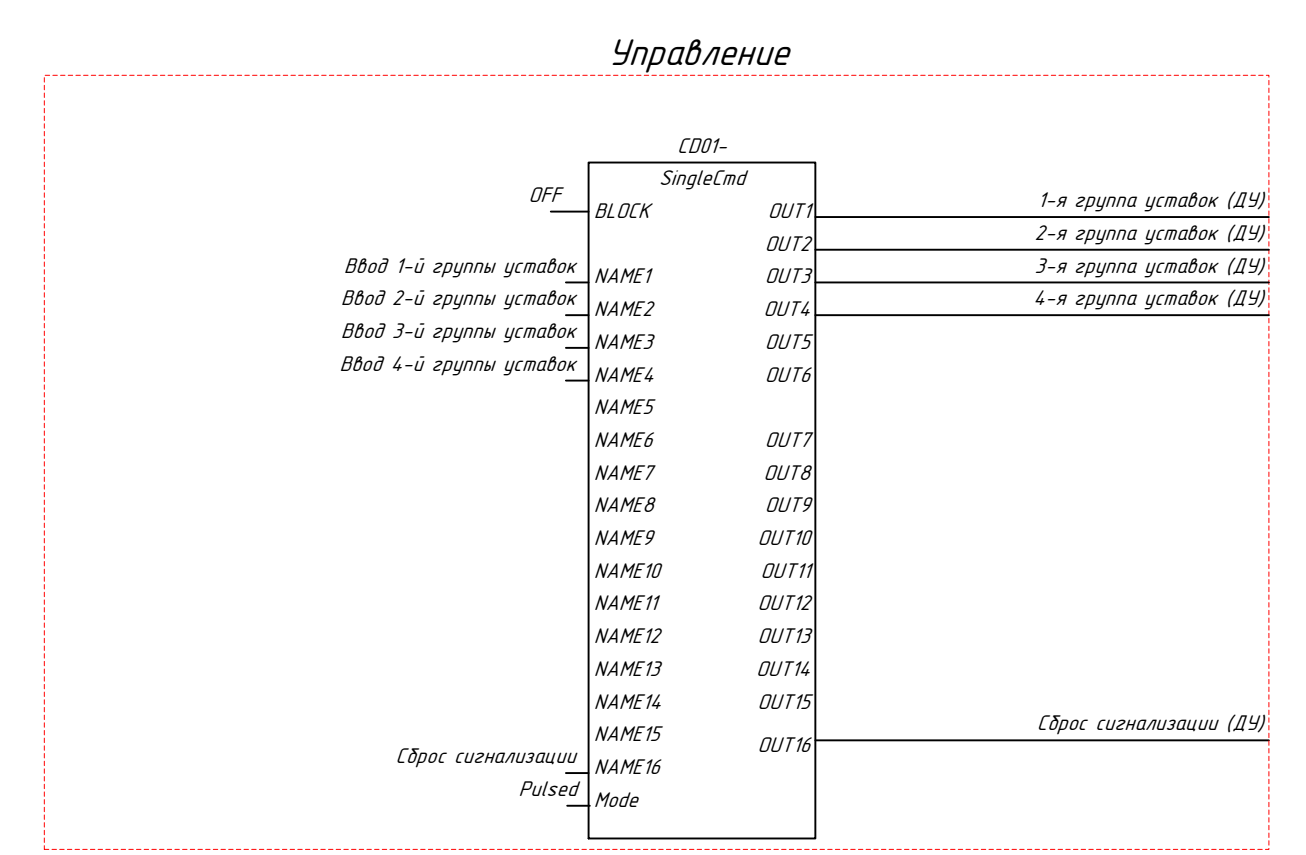
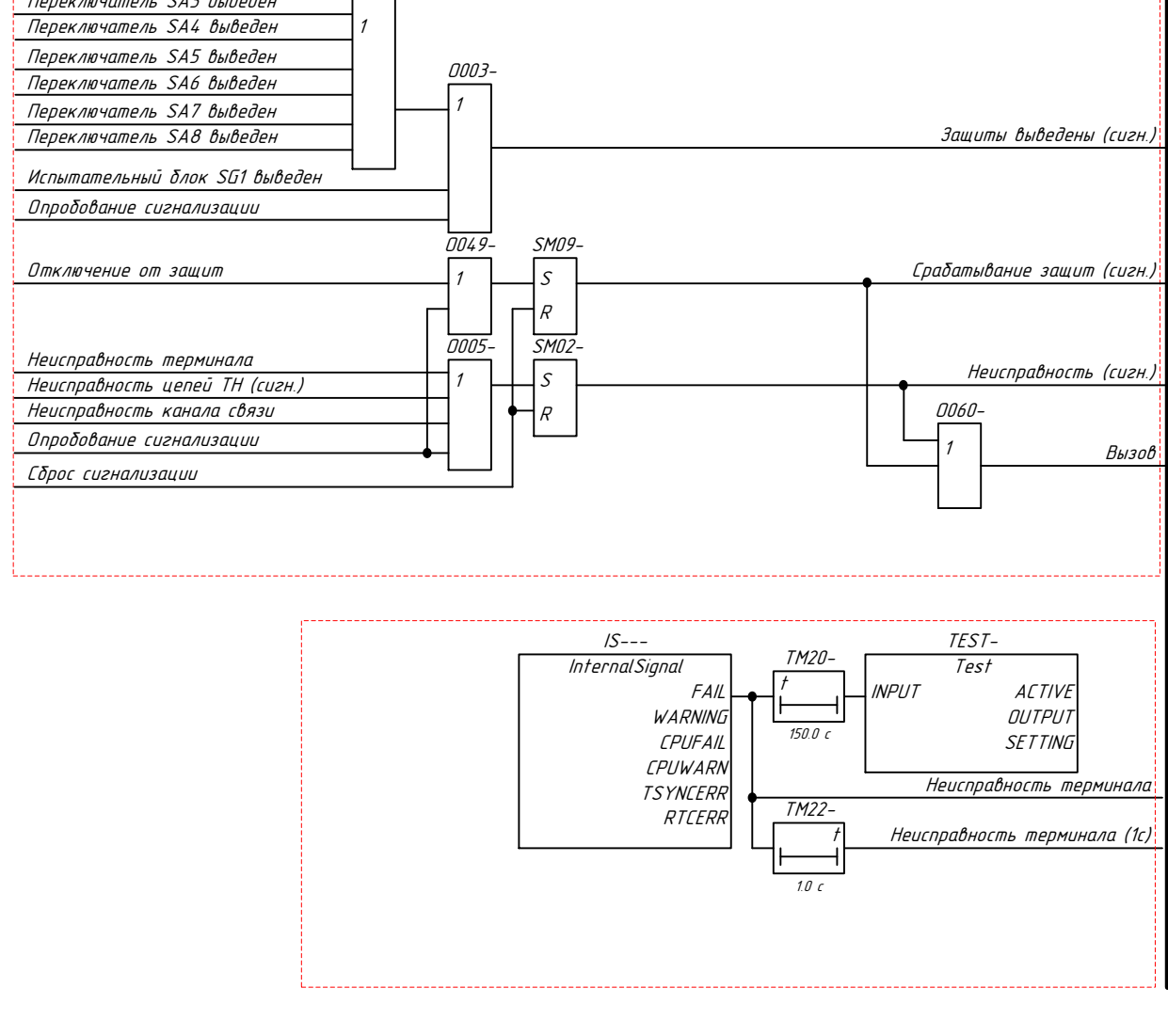
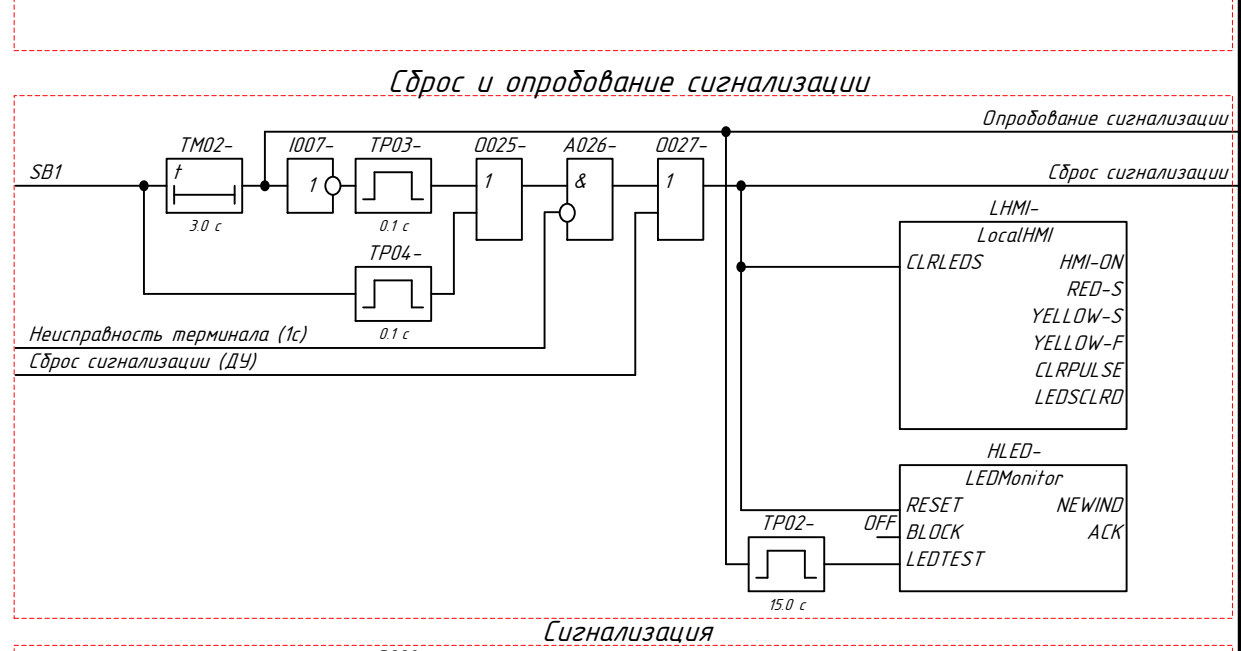
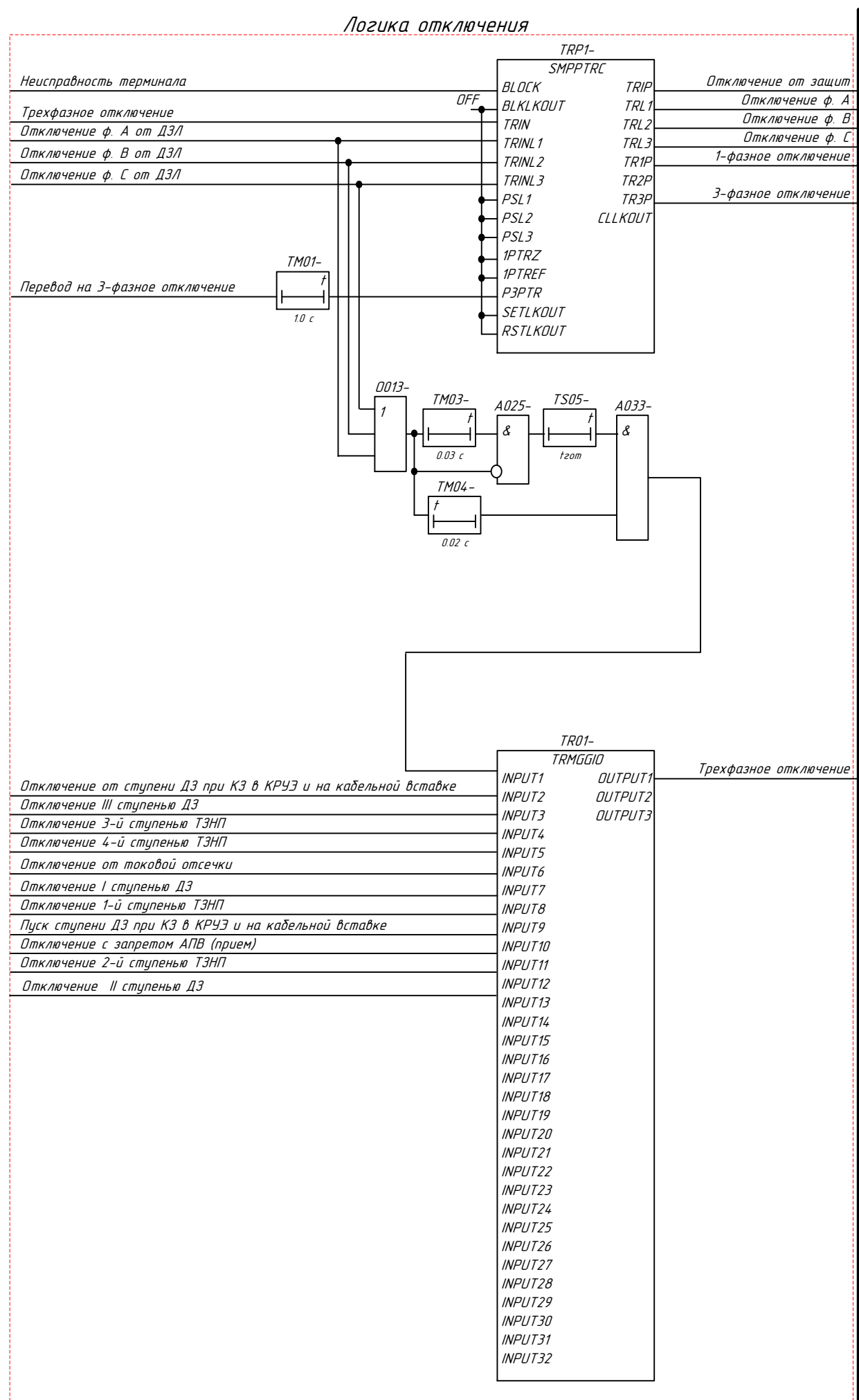
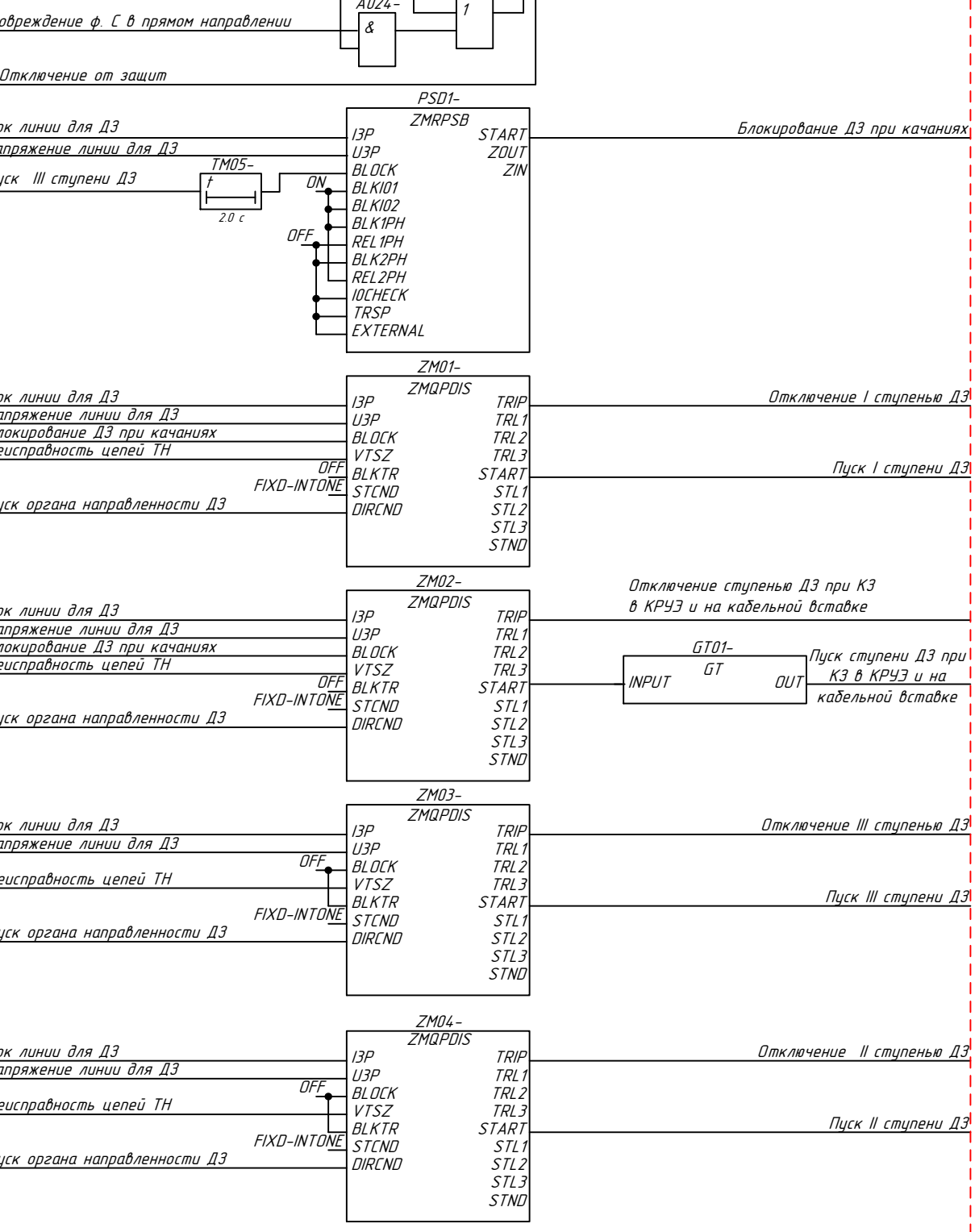
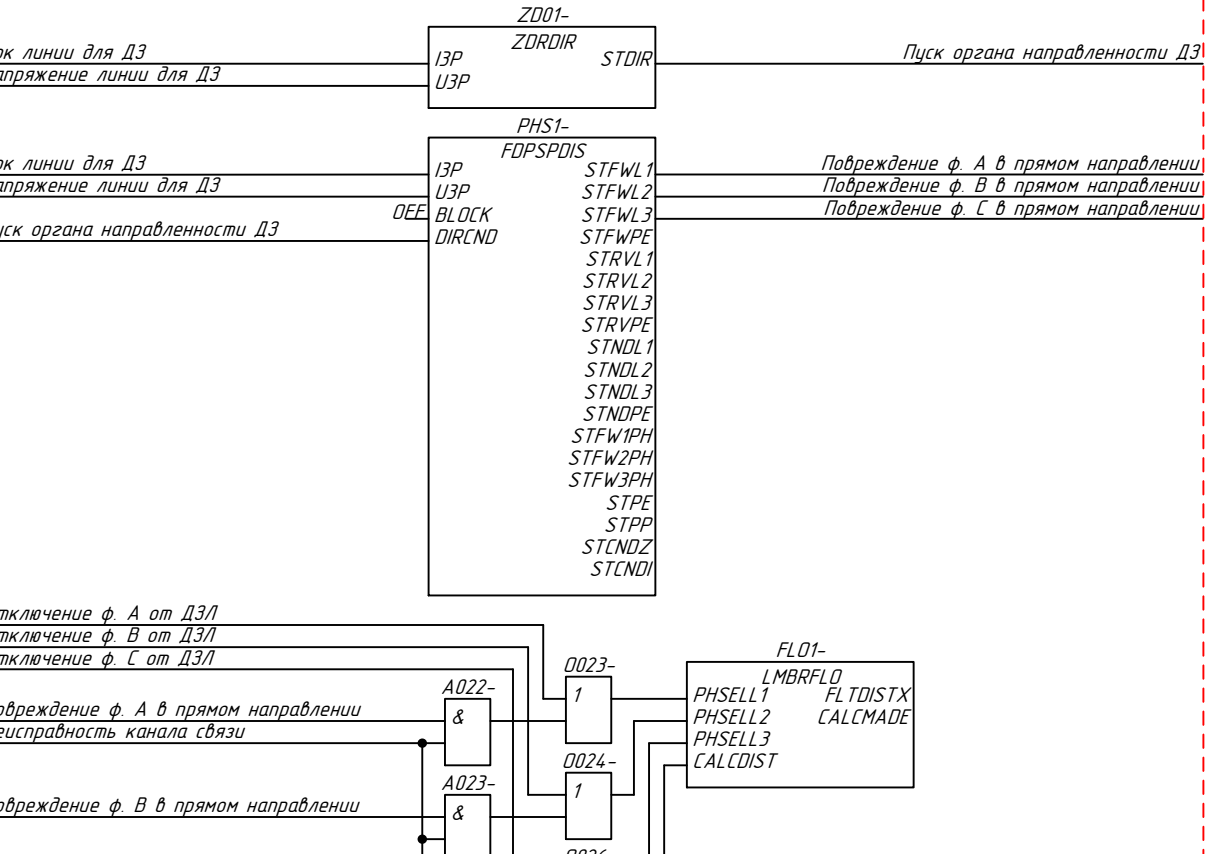
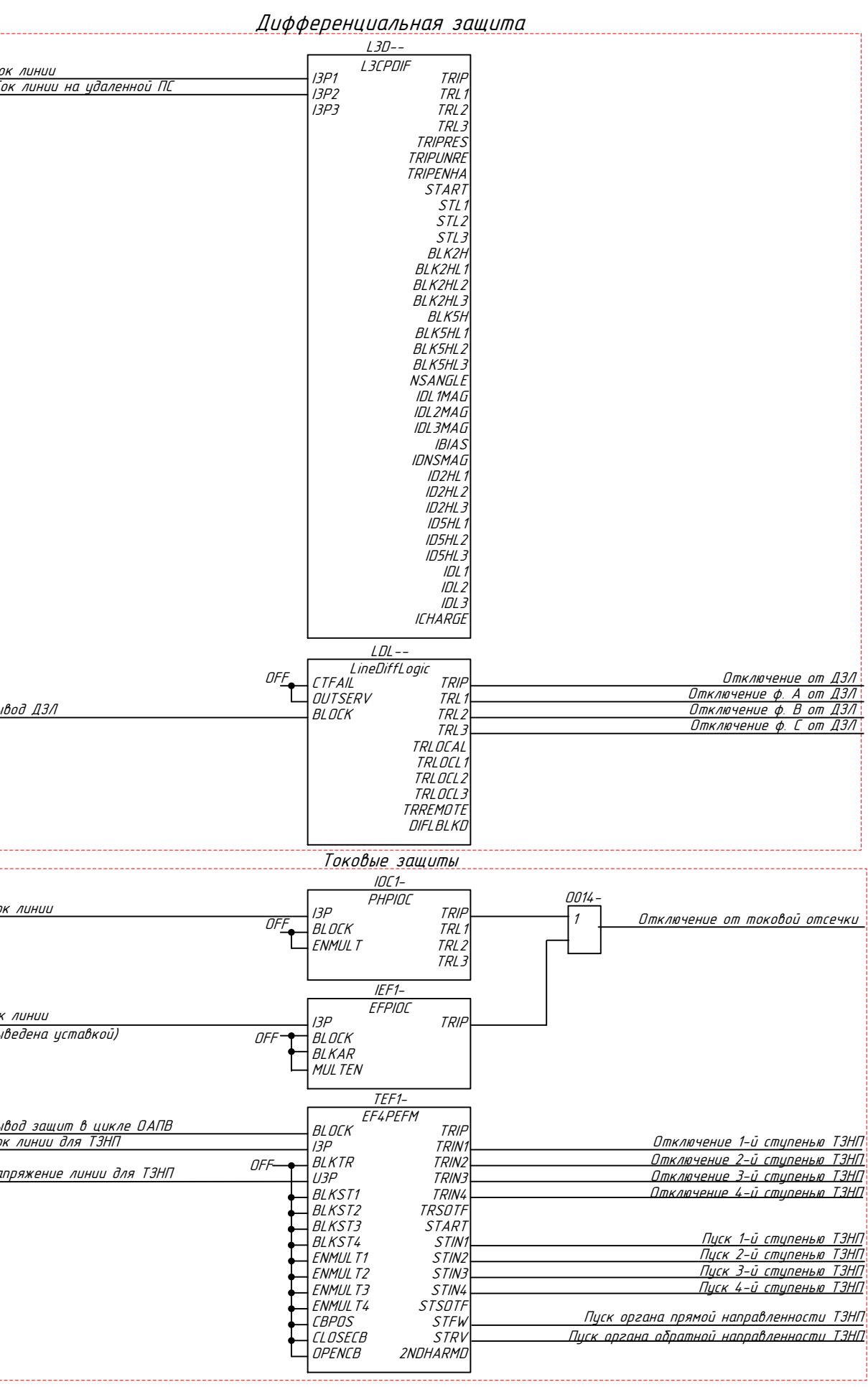
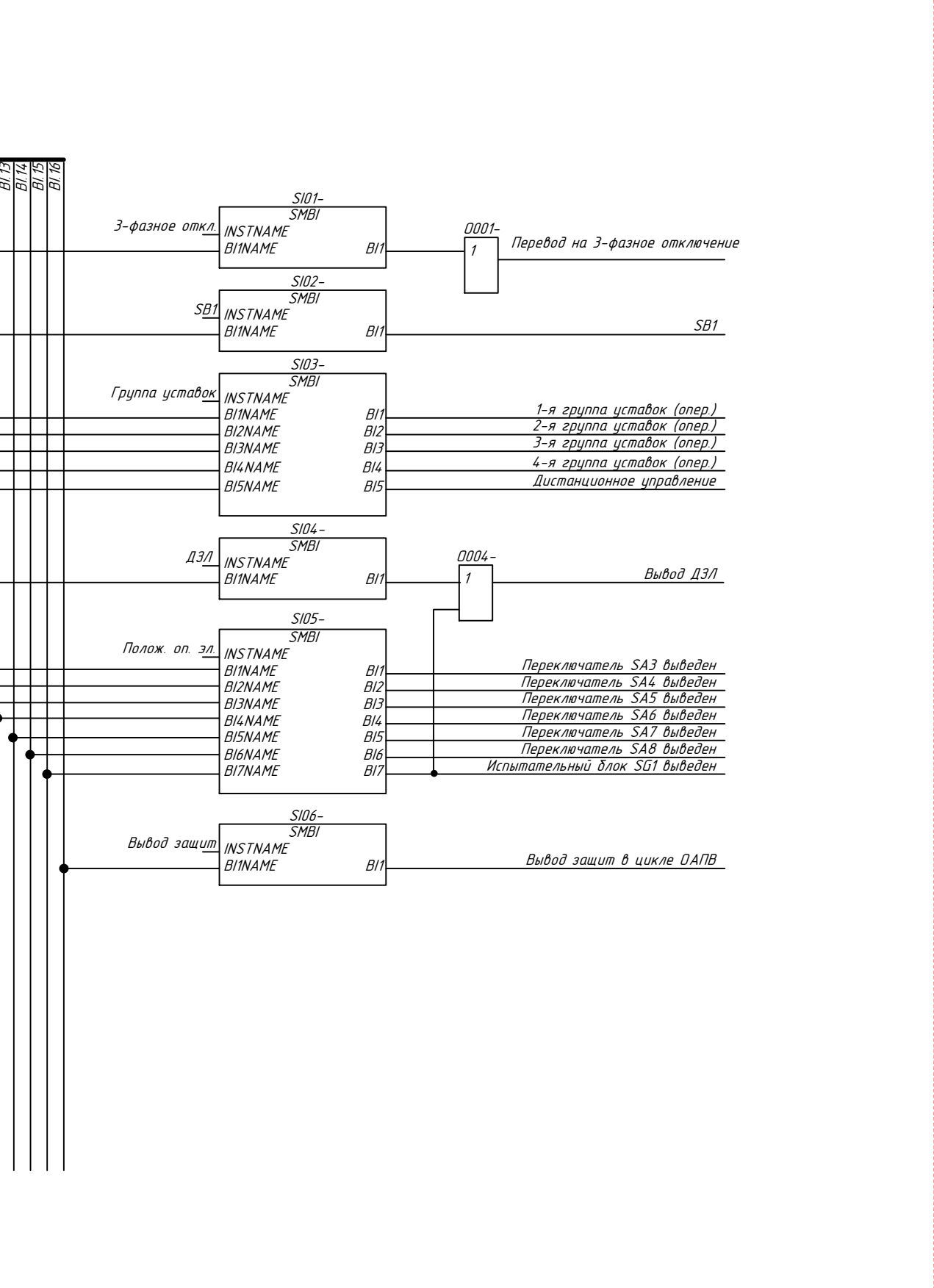
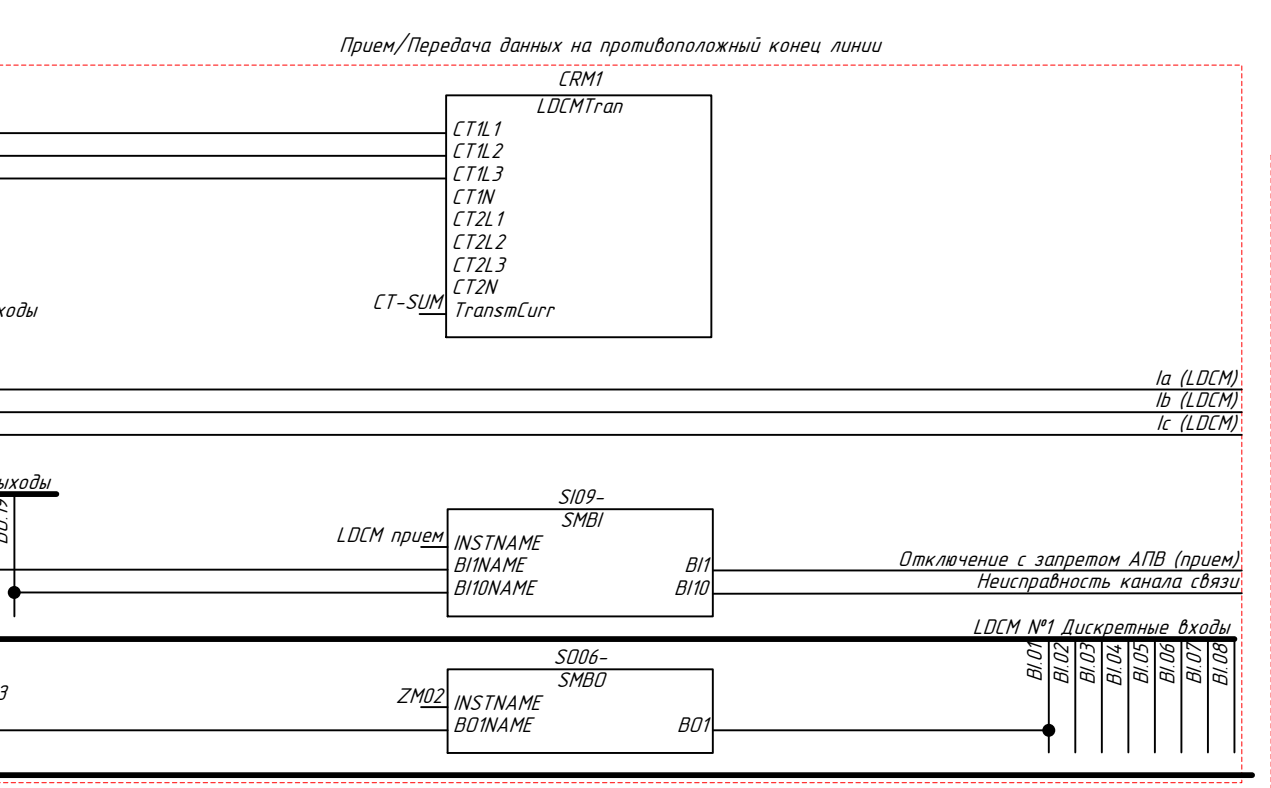
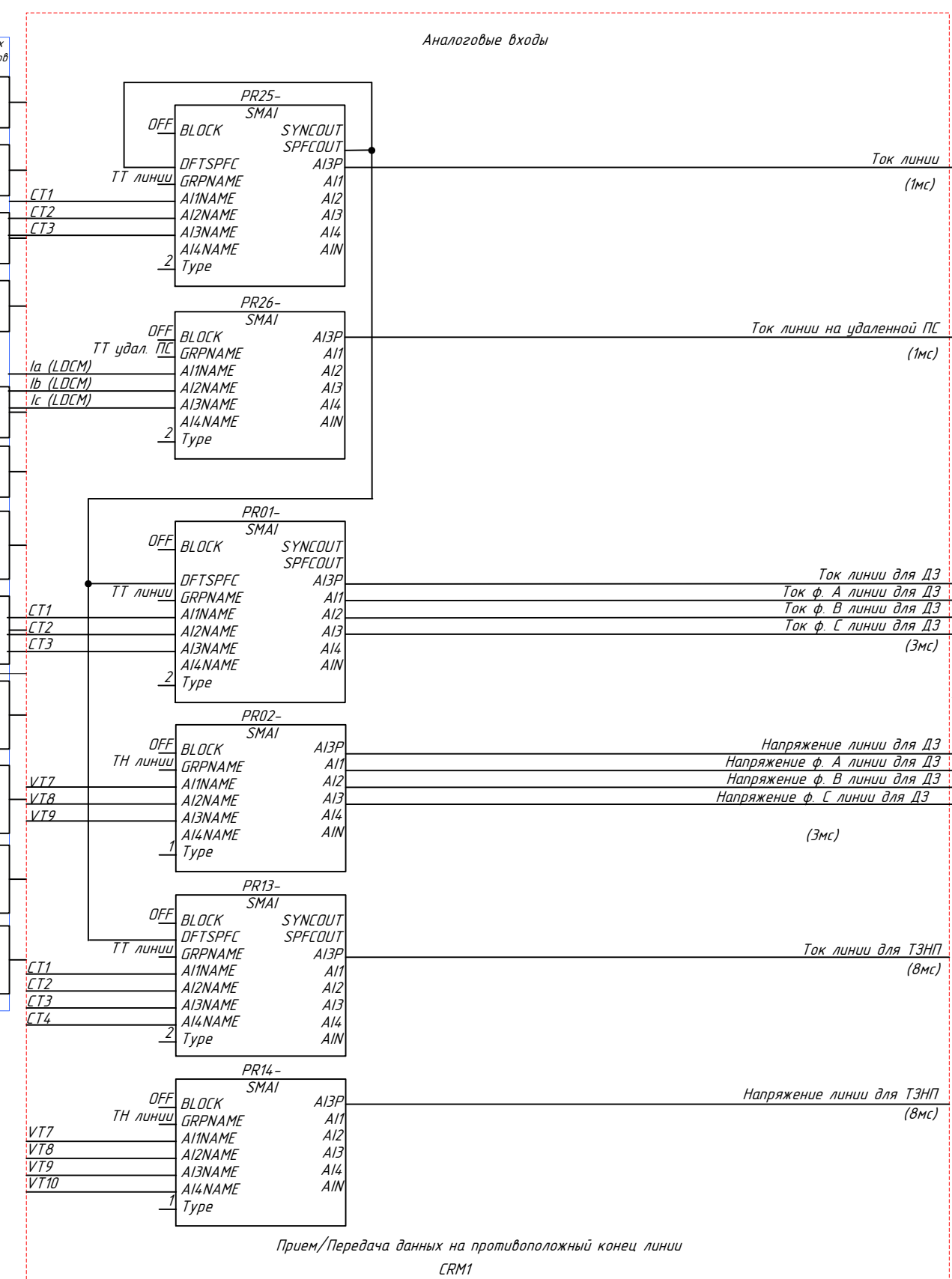
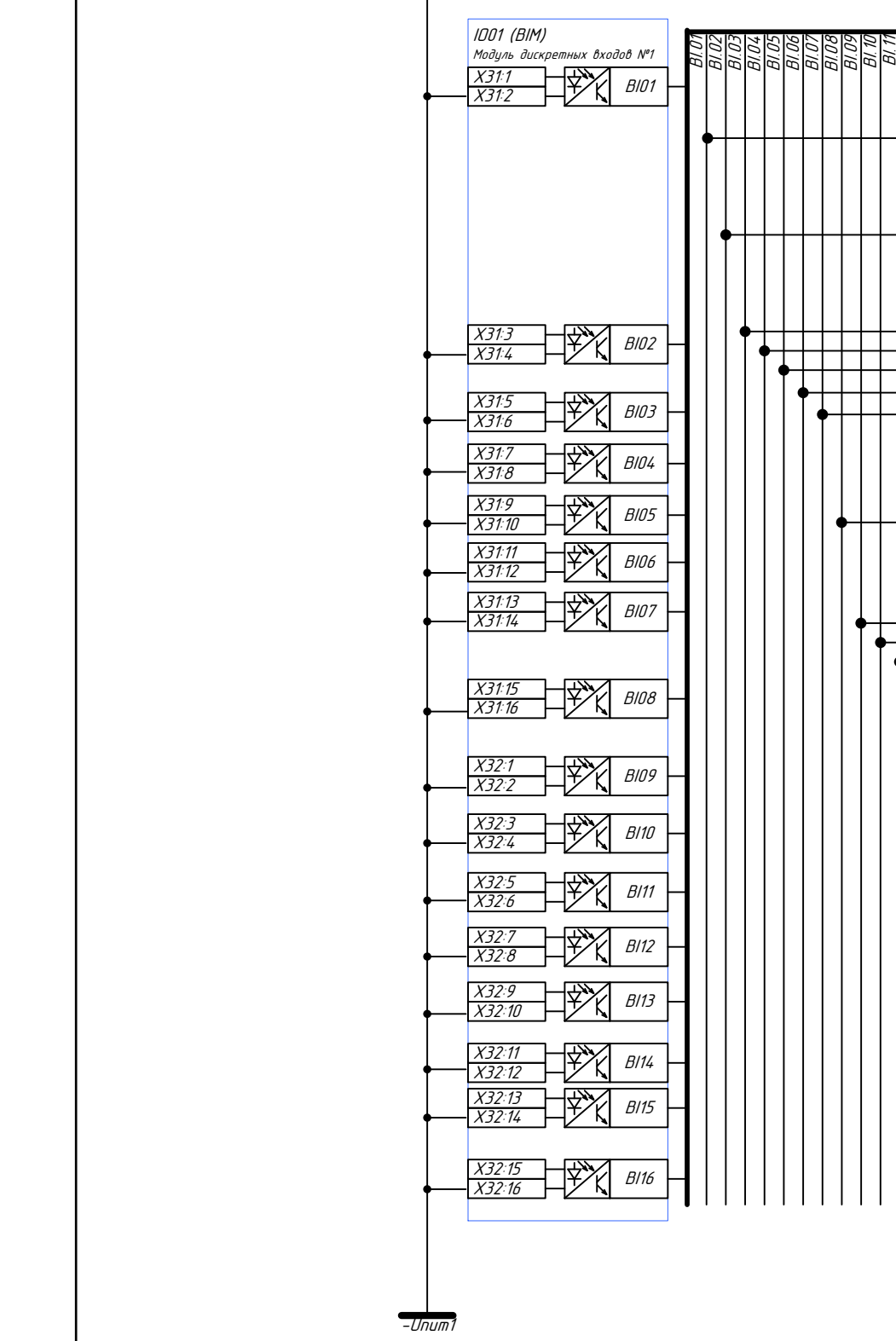
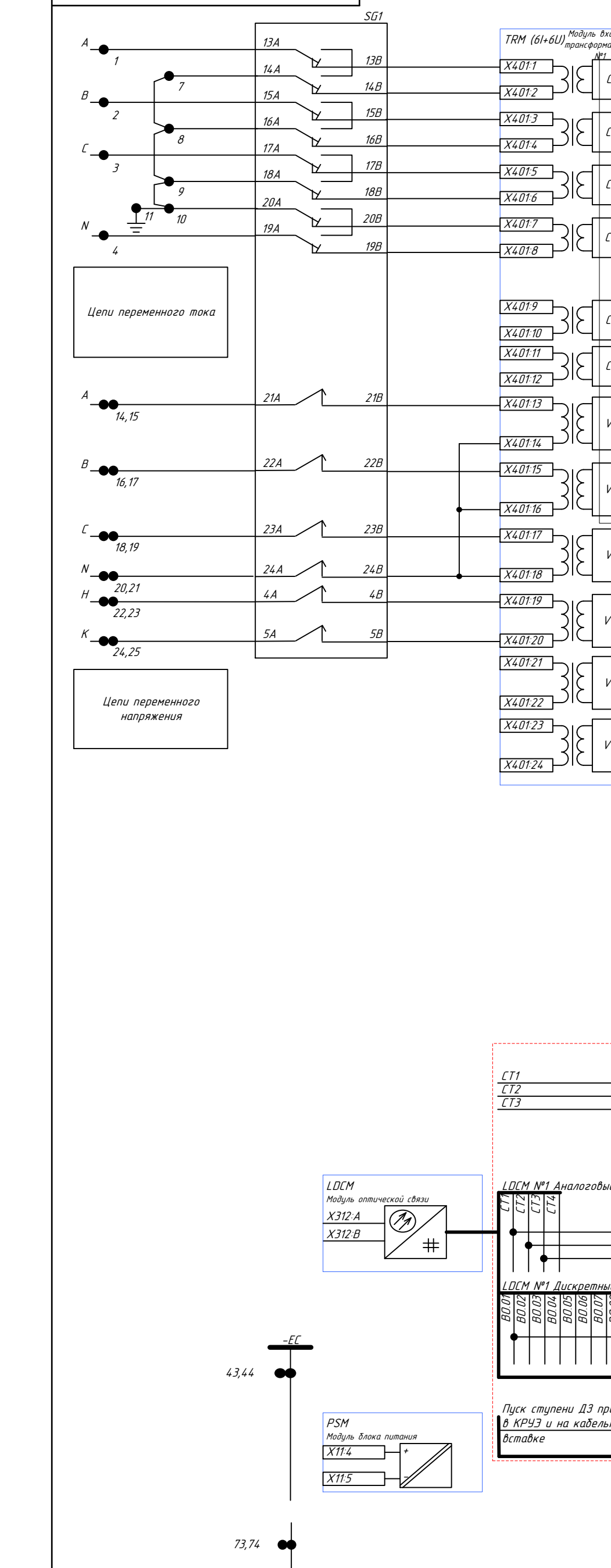
Лист 4 из 6

АМГУ
гр 442 - 083(2)

Ток Q1С
Ток Q2С
Сумма токов стороны ВН 220 кВ Т
Напряжение стороны НН 10 кВ Т
Ток КО Т
Ток КИВ
Напряжение стороны НН 10 кВ Т
Ток стороны НН Т (резерв)
Газовая защита Т
1ст. трех фаз
2ст. трех фаз
Контроль оперативного тока
Газовая защита РПН Т
Три фазы
Перевод 2 ст. ГЗ Т трех фаз на сигнал
Перевод КИВ на сигнал
Внешнее отключение от REL 670(1)
Внешнее отключение от REL 670(2)
Внешнее отключение от RED 670
Питание терминала
Несоответствие переключателей или защиты выведены
Блокировка изменения уставок с ИММ
Кнопка сброса/определения сигнализации
Отключение от RET 670
Отключение от УРОВ Q1/AT и Q2/Т
Отключение от УРОВ Q1С
Отключение от УРОВ Q2С



Три фазы	Отключение Q1С через каналы YAT
Три фазы	Отключение Q2С через каналы YAT
Q1/AT	Отключенные выключатели 220 кВ через каналы YAT
Q2/AT	Отключенные выключатели 220 кВ через каналы YAT
Блокировка переключения РПН при перегрузке Т	
Выходное реле отключения Q1С	
Выходное реле отключения Q2С	
Выходное реле отключения Q1/Т	
Выходное реле отключения Q2/Т	
Выходное реле "Срабатывание"	
Выходное реле отключение выключателей 35 кВ	
Резерв	
Резерв	
Резерв	
Несоответствие переключателей	Цели местной сигнализации
Срабатывание защиты	
Резерв	
Неисправность	Цели сигнализации в АСУ
Срабатывание защиты	
Неисправность (АСУ)	
резерв	
Сигнал "Перегрузка Т" в REM 545	



ВКР.14.118.13.03.02.СХ				Листер	Масштаб
Им	Лист	№Докум	Подпись		
Разработ	Сабин В.В.	<p>Функциональная схема защиты терминала RED 670</p> <p>Проектирование защиты и автоматики воздушной линии напряжением 220 кВ КС – 7А – Лейван и трансформатора на подстанции КС – 7А</p>		Д	Лист 6 / Листов 6
Проверил	Максеев И.В.				
Реценз	Козлов А.И.				
Инженер	Максеев И.В.				
Техник	Сабина Н.В.				
Чит	Сабина Н.В.				

AMЧУ
гп 442-083(2)