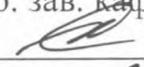


Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) 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 релейной защиты и автоматики воздушной линии
напряжением 110 кВ подстанция Чугуевка - подстанция Каменка

Исполнитель

студент группы 442об3(П2)



14.06.2018
(подпись, дата)

Е.Д. Шмелёв

Руководитель

доцент, канд. техн. наук



15.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант:

по безопасности и эко-
логичности

доцент, канд. техн. наук



15.06.2018
(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук



15.06.2018
(подпись, дата)

А.Н. Козлов

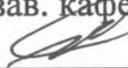
Благовещенск 2018

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 Штепова Евгений

Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование релейной защиты и автоматизации воздушной линии transmission 110кВ на территории Туурского - Курильского Канализация
(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные полученные во время прохождения преддипломной практики в ИА «БРСК»

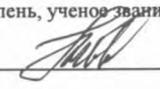
4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Обоснование строительства новой воздушной линии на участке электрической сети Туурского - Курильского, расчет токов короткого замыкания, реконструкция РУВН 110кВ ПС Туурского, релейная защита линии

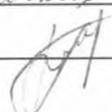
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Справочная книга, схема релейной защиты и результаты расчетов токов КЗ, типовая схема ПС Туурского

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков А.Б. Безопасность и экологичность

7 Дата выдачи задания 1.03.2018г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Кочев Александр Николаевич
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

выс, доцент, кандидат технических наук 

Задание принял к исполнению (дата): 1.03.2018г.
(подпись студента) 

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 с., 17 рисунков, 16 таблиц, 25 источников, 2 приложения.

КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, УРОВ, АПВ, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, СТУПЕНЬ СЕЛЕКТИВНОСТИ.

В данной выпускной квалификационной работе было приведено обоснование строительства новой воздушной линии 110 кВ подстанция Чугуевка - подстанция Каменка. Была произведена реконструкция РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка для подключения новой линии, выбрано новое оборудование, выполнен расчет уставок релейной защиты линии. Для выбора электрооборудования посчитаны токи короткого замыкания. Также было приведено экономическое обоснование выбора сечения провода для новой ВЛ, и рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

В ходз

е выполнения выпускной квалификационной работы были использованы ПВК MathCad 15.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Обоснование строительства новой воздушной линии на участке электрической сети Чугуевка – Каменка	8
2 Климатическая и географическая характеристики района строительства ВЛ	9
2.1 Климатическая характеристика района строительства ВЛ	9
2.2 Географическая характеристика района строительства ВЛ10	
3 Расчет токов короткого замыкания	13
4 Реконструкция РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка	28
4.1 Конструктивное исполнение ПС	28
4.2 Выбор и проверка выключателей	28
4.3 Выбор и проверка разъединителей	33
4.4 Выбор и проверка трансформатора тока	34
4.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения	38
4.6 Выбор сечения и марки провода	40
4.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН	42
4.8 Выбор и проверка ОПН	47
5 Релейная защита линии	51
5.1 Расчет уставок дистанционной защиты линии	53
5.2 Расчет уставок МТО	58
5.3 Расчет уставок ТЗНП	60
5.4 Автоматическое повторное включение	63
5.5 Устройство резервирования отказа выключателя	66
6 Экономическая часть	69
6.1 Экономическое обоснование выбора сечения ВЛ	69
7 Безопасность и экологичность	72
7.1 Безопасность	72
7.1.1 Выбор трасс воздушных линий электропередачи	72

7.1.2 Меры безопасности при обслуживании устройств РЗА	74
7.2 Экологичность	75
7.2.1 Влияние воздушных линий на окружающую среду	75
7.2.2 Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом	78
7.2.3 Расчет маслоприемника трансформатора	79
7.3 Чрезвычайные ситуации	81
Заключение	86
Библиографический список	87
Приложение А Расчет параметров схемы замещения и токов КЗ	90
Приложение Б Расчет уставок релейной защиты	101

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ПС – подстанция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ВЛ – воздушная линия;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

КЗ – короткое замыкание;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТО – максимальная токовая отсечка;

ТЗНП – токовые защиты нулевой последовательности;

АПВ – автоматическое повторное включение;

АВР – автоматический ввод резерва;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день электроэнергетика является неотъемлемой частью нашей повседневной жизни. Она представляет собой сложную систему, предназначенную для производства, распределения и потребления электроэнергии. Процессы которые происходят в энергосистеме, отличаются своей быстротой, взаимосвязанностью и единством процессов производства. Управление этими процессами невозможно без применения специальных технических средств автоматического управления. Работа релейной защиты тесно связана с управлением энергосистемой при нарушении её нормальных режимов.

При проектировании релейной защиты предъявляют следующие основные требования, такие как селективность, быстродействие, надёжность и чувствительность.

Выбранная тема выпускной квалификационной работы является актуальной, так как в Приморском крае вьетнамская компания TH Group планирует строить животноводческие комплексы, тогда встает вопрос об обеспечении их электроснабжением. Для этого планируется строительство новой ПС «Каменка» неподалеку от села Яковлека. Питать эту подстанцию с высокой стороны будет новая ВЛ 110 кВ отходящая от ПС «Чугуевка». Непосредственно для новой линии будет спроектирована релейная защита, целью которой и является выполнение выпускной квалификационной работы.

Цель работы – проектирование релейной защиты и автоматики новой воздушной линии. Для реализации поставленной цели необходимо:

- рассчитать токи короткого замыкания;
- выбрать и проверить оборудование на РУ ВН 110 кВ ПС «Чугуевка»;
- рассчитать уставки релейной защиты и автоматики проектируемой ВЛ.

1 ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ НА УЧАСТКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЧУГУЕВКА – КАМЕНКА

Вьетнамская компания ТН True Milk входящая в ТН Group, намерена построить в Приморском крае несколько животноводческих комплексов в селах Озерное, Яковлевка, Достоевка, заявленная мощность каждого такого комплекса составит 2,6 МВт и молокозавод в селе Сысоевка мощность которого составит 10 МВт.

Для питания всех этих комплексов планируется строительство новой подстанции 110/35/10 кВ Каменка, вблизи села Яковлевка, она будет выполнена с двухцепным заходом 35 кВ - 0,2 км с присоединением одной цепи по схеме "ответвление".

Поскольку суммарная мощность всех комплексов составляет 17,8 МВт, следовательно строительство линии напряжением 10 кВ и длиной 50 км не имеет смысла из-за больших потерь.

В данном случае целесообразно строительство новой линии электропередачи напряжением 110 кВ, отходящей от ПС 220/110/35/10 кВ «Чугуевка» до ПС 110/35/10 кВ «Каменка». Проектирование релейной защиты и автоматики этой ЛЭП является целью данной выпускной квалификационной работы. Планируемая схема строительства ПС «Каменка» и отходящие от нее линии показаны на рисунке 1.

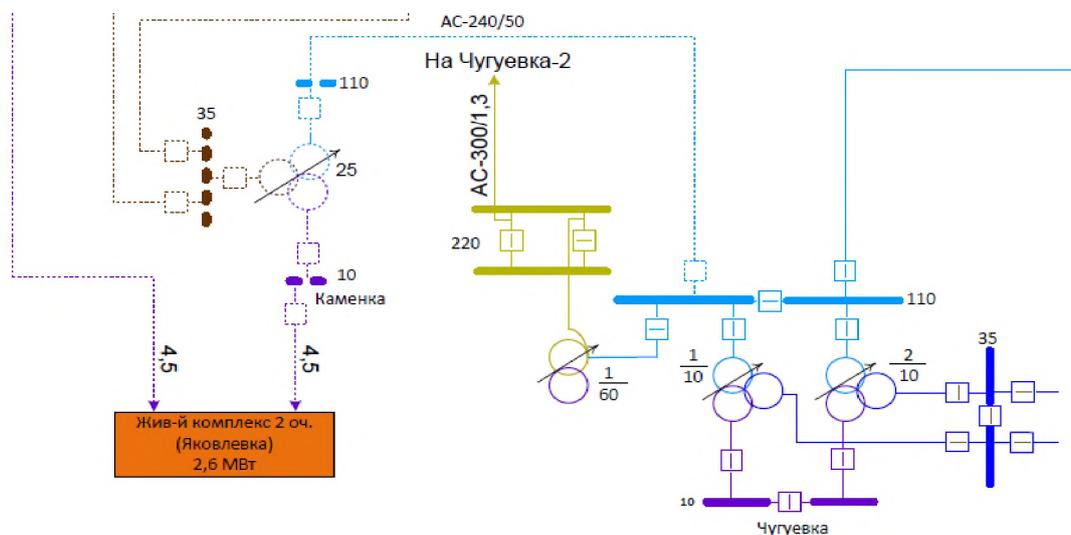


Рисунок 1 - Однолинейная схема строительства ПС «Каменка»

2 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА ВЛ

2.1 Климатическая характеристика района строительства ВЛ

Территория Чугуевского района составляет 12346 кв.км, граничит с Кавалеровским, Дальнегорским, Ольгинским, Партизанским, Анучинским, Яковлевским, Кировским и Лазовским районами.

По агроклиматическим условиям район относится к умеренно теплой являющейся благоприятной для сельскохозяйственного производства. Климат носит название "мусорный" с ярко выраженной континентальностью. Основные черты - суровая зима и относительно теплое, с обильными осадками лето.

Зима холодная, ясная, с устойчивым снежным покровом, который невелик и достигает к марту 30-40 см. Иногда достигает 60 см, и более. Низкая температура воздуха и малая мощность снежного покрова приводят к глубокому промерзанию грунта. Средняя глубина промерзания 94 см максимальная- 150 см. Зимой преобладают ветры северных, северо-западных направлений умеренные. Зимой ветры приносят с высоких широт (Якутии, Монголии) сухой и холодный воздух. Число в ней с сильным ветром (до 15 м/с) колеблется от 2 до 6 в году. Наибольшие ветры бывают весной.

Средняя температура января в селе Чугуевка — 22 градуса и абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в селе Чугуевка — 47 градусов.

Весна холодная, затяжная, потепление наступает медленно. Снег с полей сходит в первой декаде апреля, почва оттаивает во второй декаде апреля, средняя температура воздуха в апреле + 4 градуса. До конца мая наблюдаются ночные заморозки. Последние заморозки наблюдаются в среднем 17 мая. Весной выпадает в полтора раза больше осадков, чем зимой.

Лето жаркое, влажное. Средняя температура июля + 21, + 25 градусов. Заканчивается оно во второй половине сентября. Среднеголетняя продолжительность лета колеблется около 85 дней. Вегетационный период в среднем составляет 127 дней. Осадки распределяются на территории района, неравно-

мерно. За лето их выпадает более 40% сумм осадков всего вегетационного периода, среднемноголетняя сумма осадков на вегетационный период составляет 646 мм.

Осень короткая, обычно теплая, с большим количеством теплых солнечных дней и редкими осадками. Осенняя сумма осадков составляет около 15% годовых. Осенние заморозки наступают в среднем с 24 сентября. Ветры на территории дуют в основном в переменных направлениях.

Таблица 1 - Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	IV
Район по ветру	VI
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	1250
Интенсивность пляски проводов и тросов	умеренная
Среднегодовая продолжительность гроз, час	Менее 10
Степень загрязнения атмосферы	II
Температуры воздуха:	
Среднегодовая, °С	- 1
Минимальная, °С	- 48
Максимальная, °С	+ 41

2.2 Географическая характеристика района строительства ВЛ

Рельеф местности Чугуевского района следует отнести к высокой категории гористости, он изрезан хребтами и отрогами горной системы СИХОТЭ-АЛИНЯ высотой 500-800 метров.

Восточная граница проходит по хребту, названному вторым по расположению от береговой линии Японского моря. Третий хребет расположен уже в бассейне реки Уссури. Четвертый хребет расположен в долине реки Уссури. Притоками реки, хребты разбиты на ряд последовательно расположенных сопков. Наибольшая высота четвертого хребта — гора Изюбриная, отметка ее 1435 метров, вторая — гора Березовая — 1486 метров. На юге хребет Даданьшань, наиболее высокие его вершины - горы Ухано-Дынза — 1605 метров и Облачная, отметка ее — 1856 метров.

Севернее названного хребта -проходят горы Пржевальского. Наибольшую высоту имеет на севере гора Горбатая, ее отметка 908 метров. Все горы имеют округлые очертания. Альпийские формы встречаются очень редко.

Сельскохозяйственные земли расположены по долине рек. Рельеф долин однородный с небольшими повышениями и понижениями. Долины - пересечены многочисленными протоками, канавами, старицами.

В 1 км от. села Чугуевка расположено резервное разведенное месторождение глины, запасы которого составляют 1417 тыс.куб.метров. В 9 км от села Чугуевка эксплуатируется месторождение цеолита, запасы его составляют 20 млн.тонн. Намечаются к лицензированию на недропользование три месторождения золота, расположенные южнее с.Ленино, общие запасы которых составляют 1561 тыс.тонн. Подготовлено к освоению месторождение перлитов запасами 2464 тыс.тонн.

Горный характер обуславливает быстрый сток выпадающих атмосферных осадков, а следовательно, значительное преобладание стока над инфильтрацией. Этому также способствует ливневый характер осадков. Густота речной сети в среднем по району 0,8 кв.км, а в верховьях бассейнов рек достигает 0,95 кв.км и выше. Река Уссури и все ее притоки по типу питания принадлежат к рекам с преимущественно дождевым питанием, на долю которого приходится в среднем 75%, грунтовое питание составляет 10%, снеговое – 15%. Средний многолетний расход в селе Чугуевка составляет 36,5 м/с. Водоемов на территории района нет.

Таблица 2 - Тип грунта на ПС

Подстанция	Тип грунта	Удельное электрическое сопротивление ρ, Ом/м
Чугуевка	песок гравелистый	400-1000
Каменка	песок гравелистый	400-1000

Активное и реактивное сопротивление проводов марки АС-185 и АС-240 представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Данные о сопротивлении проводов

Марка провода	Сопротивление проводов, Ом/км	
	Активное	Реактивное
АС-185	0,414	0,244
АС-120	0,405	0,118

Данные о расстояниях между участков сети приведена в таблице 4.

Таблица 4 - Данные о расстояниях между участков сети

Участок сети	Длина линии, км
1-2	50
3-4.6	0,2
3-5	9,1
5-4.6	1,3
4-6	26,8

Для того чтобы рассчитать токи короткого замыкания необходимо найти сопротивления обмоток трансформатора по формуле (1):

$$X_{CT.TP} = \frac{U_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_{БАЗ}}{S_H}, \quad (1)$$

где $U_{K\%}$ - напряжение короткого замыкания в обмотке;

S_H - мощность трансформатора, равная $S_H = 25 \text{ МВА}$.

Приведем данные трансформатора в таблице 5.

Таблица 5 - Данные трансформатора

$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$ обмоток, кВ			U_K , %			ΔP_K , кВт	P_X , кВт	I_X , %
	ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
25	115	38,5	11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7

Найдем напряжения токов короткого замыкания на каждой стороне:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{K\%BC} + U_{K\%BH} - U_{K\%CH}), \quad (2)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{K\%BH} + U_{K\%CH} - U_{K\%BC}) , \quad (3)$$

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%$$

$$U_{KC} = 0 \%$$

Найдем сопротивления обмоток трансформатора по формуле (1):

$$X_B = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,43 \text{ о.е}$$

$$X_H = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,27 \text{ о.е}$$

Сопротивление системы X_C на ПС Чугуевка найдем по формуле (4):

$$X_{C1} = \frac{U_B}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} , \quad (4)$$

$$X_{C1} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 4,3} = 14,769 \text{ Ом}$$

Так как мы ведем расчет в относительных единицах, то сопротивление системы со стороны ПС Чугуевка примет следующий вид:

$$X_{C1} = X_{C1} \cdot \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_B^2} , \quad (5)$$

$$X_{C1} = 14,769 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0,07 \text{ о.е.}$$

Для того чтобы рассчитать токи короткого замыкания для точки К1, сперва нужно эквивалентировать схему к точкам К2 и К3.

Приведём расчет тока К3 для точки К2.

Найдем сопротивления системы со стороны ПС Яковлевка:

$$X_{C4} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}} , \quad (6)$$

$$X_{C4} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 18,37 \text{ о.е.}$$

$$X_{C6} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)}}, \quad (7)$$

$$X_{C4} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot 2} = 10,104 \text{ о.е.}$$

Для дальнейшего удобства в расчетах мы эквивалентим сторону 35 кВ.

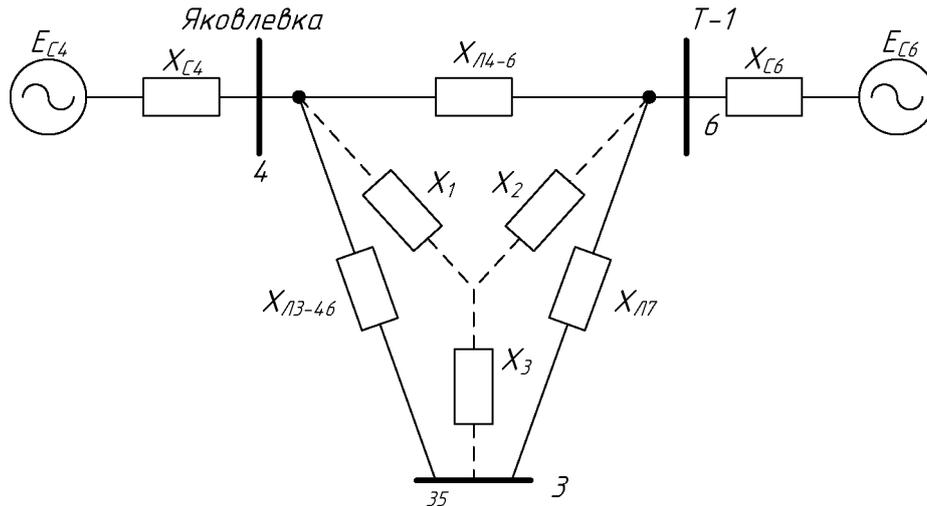


Рисунок 3 - Преобразование схемы замещения для стороны 35 кВ

Найдем сопротивления элементов схемы замещения:

$$X_1 = \frac{X_{Л3-46} \cdot X_{Л4-6}}{X_{Л3-46} + X_{Л4-6} + X_{Л17}}, \quad (8)$$

$$X_1 = \frac{0,083 \cdot 11,095}{0,083 + 11,095 + 4,306} = 0,059 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_{Л17} \cdot X_{Л4-6}}{X_{Л3-46} + X_{Л4-6} + X_{Л17}}, \quad (9)$$

$$X_2 = \frac{4,306 \cdot 11,095}{0,083 + 11,095 + 4,306} = 3,085 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_{Л17} \cdot X_{Л3-46}}{X_{Л3-46} + X_{Л4-6} + X_{Л17}}, \quad (10)$$

$$X_3 = \frac{4,306 \cdot 0,083}{0,083 + 11,095 + 4,306} = 0,023 \text{ о.е.}$$

Преобразовав схему замещения для стороны 35 кВ со стороны ПС Яков-левка, тогда получаем:

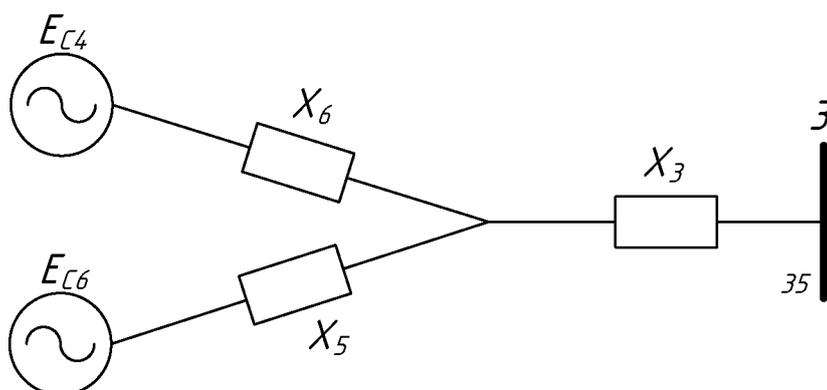


Рисунок 4 - Преобразованная схема замещения

Находим оставшиеся элементы схемы:

$$X_6 = X_{C4} + X_1, \quad (11)$$

$$X_6 = 18,37 + 0,059 = 18,43 \text{ о.е.}$$

$$X_5 = X_{C6} + X_2, \quad (12)$$

$$X_5 = 10,104 + 3,085 = 13,189 \text{ о.е.}$$

Находим эквивалентное сопротивление преобразованного участка:

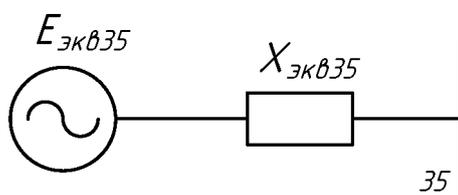


Рисунок 5 - Преобразованная схема замещения

$$X_{экв35} = \left(\frac{X_6 \cdot X_5}{X_6 + X_5} \right) + X_3, \quad (13)$$

$$X_{экв35} = \left(\frac{18,43 \cdot 13,189}{18,43 + 13,189} \right) + 0,023 = 7,71 \text{ о.е.}$$

Эквивалентированную схему замещения для 35 кВ получим расчетную схему замещения для расчета токов короткого замыкания в точке К2.

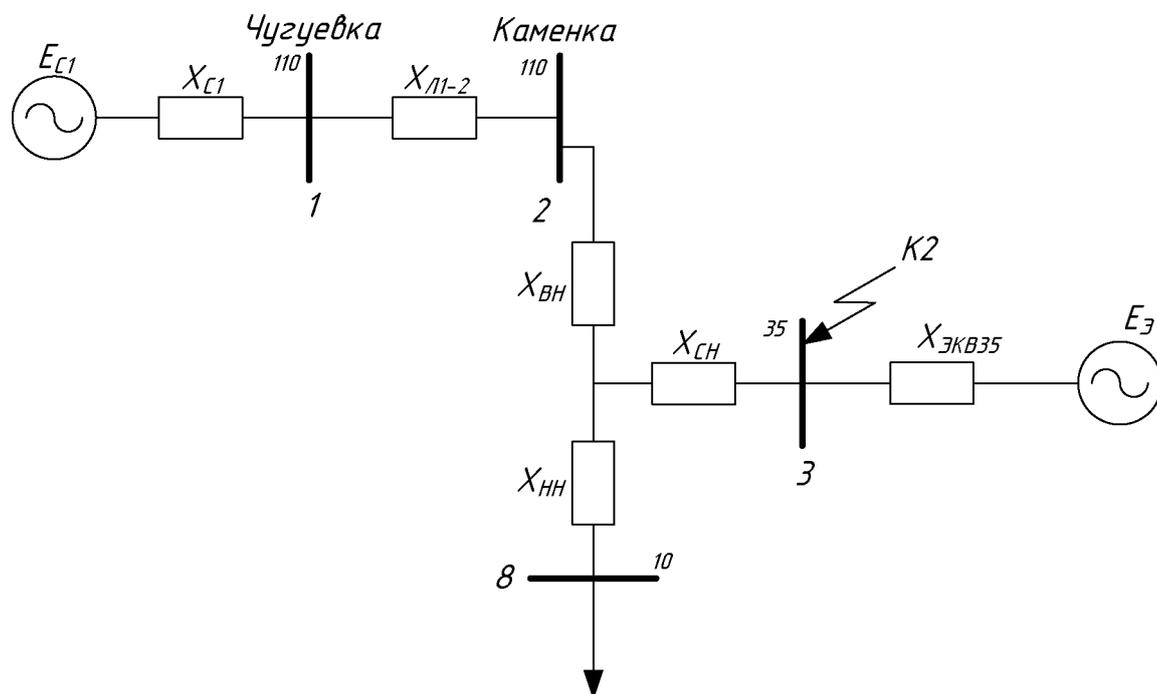


Рисунок 6 - Расчетная схема замещения для К2

Следующим этапом мы приводим схему замещения к участку сети 35 кВ со стороны ПС Чугуевка.

Находим сопротивление линии:

$$X_{Л1-2} = x_0 \cdot l_{1-2} \text{ ,} \tag{14}$$

где x_0 - удельное сопротивление провода ($x_0 = 0,405$ Ом/км);

l_{1-2} - длина линии.

$$X_{Л1-2} = 0,405 \cdot 50 = 20,25 \text{ Ом}$$

Так как мы ведем расчет в относительных единицах, то сопротивление линии примет следующий вид:

$$X_{Л1-2} = (x_0 \cdot l_{1-2}) \cdot \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_B^2} \text{ ,} \tag{15}$$

$$X_{Л1-2} = 20,25 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0,097 \text{ о.е.}$$

Эквивалентированная хема замещения к участку сети 35 кВ со стороны ПС Чугуевка будет выглядеть:

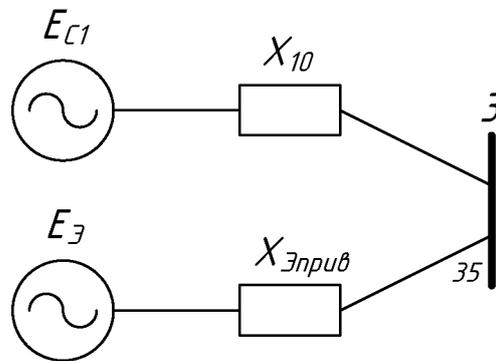


Рисунок 7 - Эквивалентированная хема замещения к участку сети 35 кВ со стороны ПС Чугуевка

Находим недостающие элементы схемы:

$$X_{10} = X_{C1} + X_{Л1-2} + X_B, \quad (16)$$

$$X_{10} = 0,07 + 0,097 + 0,43 = 0,597 \text{ о.е.}$$

$$X_{Э.прив} = X_{Э} \cdot \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_C^2}, \quad (17)$$

$$X_{Э.прив} = 7,71 \cdot \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35^2} = 0,363 \text{ о.е.}$$

Эквивалентлируем схему замещения до одного элемента:

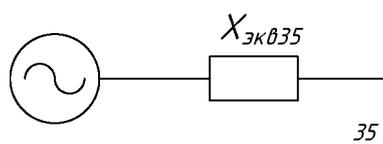


Рисунок 8 - Преобразованная схема замещения

Тогда получим $X_{\text{ЭКВ}}$ и посчитаем ток короткого замыкания в точке К2.

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_{10} \cdot X_{\text{Э.прив}}}{X_{10} + X_{\text{Э.прив}}}, \quad (18)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,597 \cdot 0,363}{0,597 + 0,363} = 0,226 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ЭКВ}}}, \quad (19)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,226} = 2,556 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}, \quad (20)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

Расчетный ток короткого замыкания К2 будет равен:

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot I_{\text{баз}}, \quad (21)$$

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = 2,556 \cdot 1,65 = 4,216 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ найдем по току трехфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (22)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,216 = 3,651 \text{ кА}$$

Приведем расчет токов короткого замыкания для точки К1.

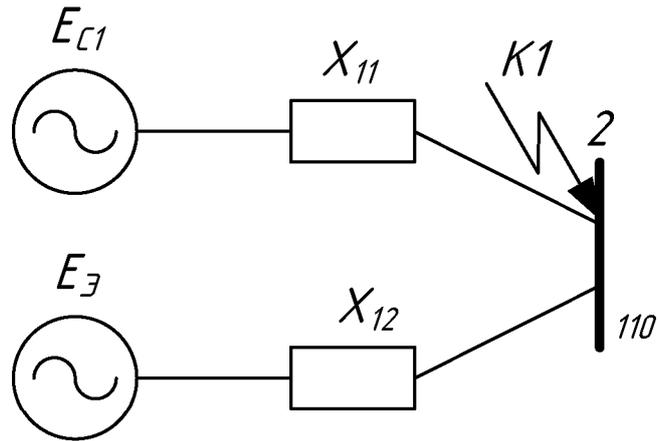


Рисунок 9 - Преобразование схемы для точки К1

Расчёт схемы замещения для К1:

$$X_{11} = X_{C1} + X_{Л1-2} , \quad (23)$$

$$X_{11} = 0,07 + 0,097 = 0,167 \text{ о.е.}$$

$$X_{12} = X_{BH} + X_{Э} , \quad (24)$$

$$X_{12} = 0,43 + 0,363 = 0,793 \text{ о.е.}$$

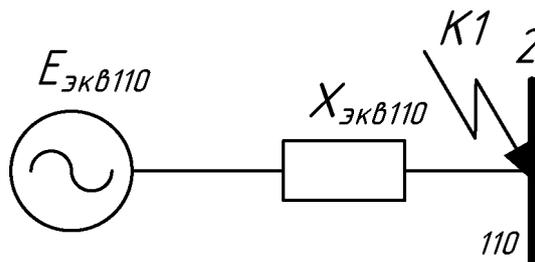


Рисунок 10 - Преобразование схемы замещения для К1

$$X_{экв110} = \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_{11} + X_{12}} , \quad (25)$$

$$X_{экв110} = \frac{0,167 \cdot 0,793}{0,167 + 0,793} = 0,138 \text{ о.е.}$$

Найдем ток короткого замыкания для точки К1:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{эКВ}110}}, \quad (26)$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,138} = 4,183 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (27)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА}$$

Расчетный ток короткого замыкания К1 будет равен:

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = I_{K3}^{(3)} \cdot I_{\text{баз}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = 4,183 \cdot 0,525 = 2,195 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ найдем по току трехфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (29)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,195 = 1,901 \text{ кА}$$

Приведем расчет тока КЗ для точки К3:

Аналогичным способом рассчитаем параметры схемы замещения, представленные на рисунке 11:

$$X_{\text{Энн}} = X_{C1} + X_{\text{Л1-2}} + X_{\text{ВН}} + X_{\text{НН}}, \quad (30)$$

$$X_{\text{Энн}} = 0,07 + 0,097 + 0,43 + 0,27 = 0,867 \text{ о.е}$$

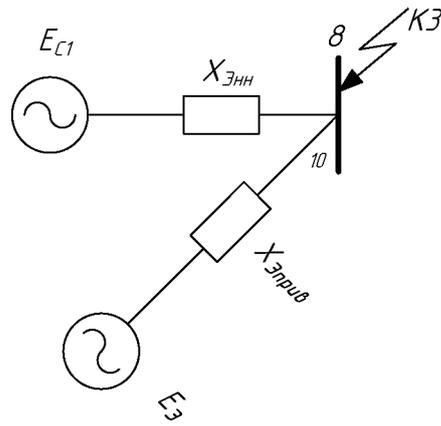


Рисунок 11 - Преобразование схемы замещения для КЗ

Эквивалентирuem схему замещения до одного элемента цепи:

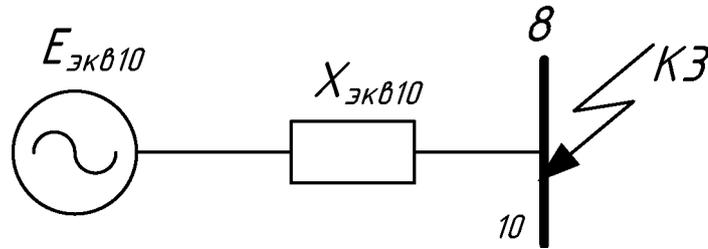


Рисунок 12 - Преобразование схемы замещения для КЗ

$$X_{\text{экв}10} = \frac{X_{\text{ЭНН}} \cdot X_{\text{Э}}}{X_{\text{ЭНН}} + X_{\text{Э}}}, \quad (31)$$

$$X_{\text{экв}10} = \frac{0,867 \cdot 0,363}{0,867 + 0,363} = 0,256 \text{ о.е.}$$

Найдем ток короткого замыкания для точки КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{экв}10}}, \quad (32)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,256} = 2,255 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{БАЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}, \quad (33)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,774 \text{ кА}$$

Расчетный ток короткого замыкания КЗ будет равен:

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = I_{\text{КЗ}}^{(3)} \cdot I_{\text{баз}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{Р.КЗ}}^{(3)} = 2,255 \cdot 5,774 = 13,017 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ найдем по току трехфазного КЗ:

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (35)$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,017 = 11,273 \text{ кА}$$

Найдем ток короткого замыкания для точки К4:

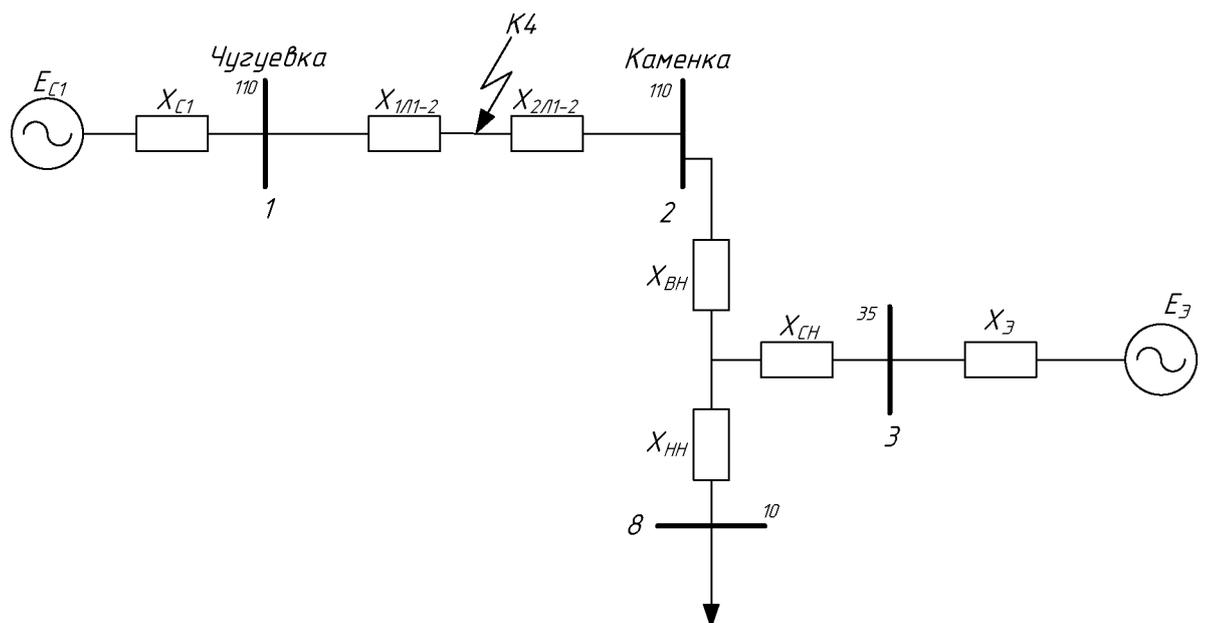


Рисунок 13 - Расчетная схема замещения для К4

Для того чтобы рассчитать ток КЗ в точке К4 необходимо разделить линию пополам, исходя из этого мы получим следующие сопротивления линий:

$$X_{1Л1-2} = \frac{X_{Л1-2}}{2}, \quad (36)$$

$$X_{1Л1-2} = \frac{0,097}{2} = 0,048 \text{ о.е.}$$

$$X_{2Л1-2} = \frac{X_{Л1-2}}{2}, \quad (37)$$

$$X_{2Л1-2} = \frac{0,097}{2} = 0,048 \text{ о.е.}$$

Преобразовываем схему замещения для расчета К4:

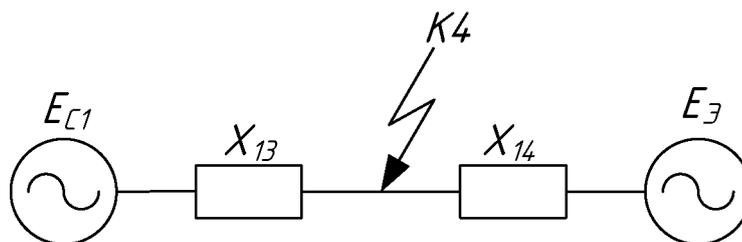


Рисунок 14 - Преобразование схемы замещения для К4

Расчет параметров схемы замещения:

$$X_{13} = X_{C1} + X_{1Л1-2}, \quad (38)$$

$$X_{13} = 0,07 + 0,048 = 0,0119 \text{ о.е.}$$

$$X_{14} = X_{Э.прив} + X_B + X_{2Л1-2}, \quad (39)$$

$$X_{14} = 0,363 + 0,43 + 0,048 = 0,842 \text{ о.е.}$$

Эквивалентуем схему к точке К4:

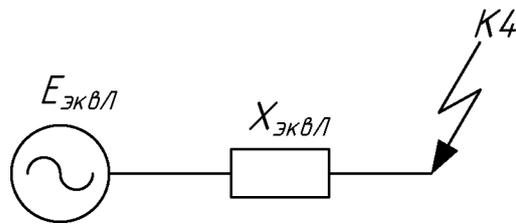


Рисунок 15 - Преобразование схемы замещения для К4

Найдем эквивалентное сопротивление линии по формуле (40):

$$X_{эквЛ} = \frac{X_{13} \cdot X_{14}}{X_{13} + X_{14}}, \quad (40)$$

$$X_{эквЛ} = \frac{0,119 \cdot 0,842}{0,119 + 0,842} = 0,104 \text{ о.е.}$$

Найдем ток короткого замыкания для точки К4:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{эквЛ}}, \quad (41)$$

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 0,104} = 5,546 \text{ о.е.}$$

$$I_{баз} = \frac{S_{БАЗ}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (42)$$

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,525 \text{ кА}$$

Расчетный ток короткого замыкания К4 будет равен:

$$I_{Р.КЗ}^{(3)} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot I_{баз}, \quad (43)$$

$$I_{Р.КЗ}^{(3)} = 5,546 \cdot 0,525 = 2,911 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ найдем по току трехфазного КЗ:

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (44)$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,911 = 2,521 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания сведем в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_{K3}^{(3)}$, кА	$I_{K3}^{(2)}$, кА
К1	2,195	1,901
К2	4,216	3,651
К3	13,017	11,273
К4	2,911	2,521

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН 110 КВ ПС ЧУГУЕВКА

4.1 Конструктивное исполнение ПС

В связи со строительством новой линии 110 кВ на участке сети Чугуевка - Каменка будет проходить реконструкция РУ ВН ПС 110 кВ Чугуевка. Тип РУ ВН ПС 110 кВ – Одна рабочая секционированная выключателем система шин. Изменение схемы и типа распределительного устройства на данной подстанции не предусматривается.

4.2 Выбор и проверка выключателей

При установки на РУ ВН ПС выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны как элегазовые, вакуумные, воздушные, масляные, электромагнитные и т.д [4].

Выключатель выбирается по длительному номинальному току, номинальному напряжению и проверяется по динамической и термической устойчивости к токам КЗ, а также по отключающей способности .

Выключатель высокого напряжения должен соответствовать следующим требованиям:

- надежное отключение любых токов;
- быстротой и действием, т.е. наименьшим временем отключения;
- пригодностью для быстродействующего АПВ, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрывобезопасность и пожаробезопасность;
- удобство при транспортировке и эксплуатации выключателя.

Для установки на РУ ВН ПС 110 кВ Чугуевка выбираем элегазовый выключатель типа ВГТ-110. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза, который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого автогенерацией, т.е. за счет тепловой энергии самой дуги. Включение выключателей осуществляется за счет энергии включающих пружин привода, а отключение - за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

Данные выключатели имеют ряд преимуществ, такие как:

- высокая заводская готовность, простой и быстрый монтаж и ввод в эксплуатацию;
- высокая коррозионная стойкость покрытий, применяемых для стальных конструкций выключателя;
- возможность отключения токов нагрузки при потере избыточного давления газа в выключателе;
- отключение емкостных токов без повторных пробоев, низкие перенапряжения;
- низкий уровень шума при срабатывании;
- сохранение электрической прочности изоляции выключателя при напряжении равном 1,15 наибольшего фазного напряжения в случае потери избыточного давления газа в выключателе;
- низкие динамические нагрузки на фундаментные опоры.

Выбор выключателя производится по следующим основным параметрам, такие как напряжение установки и максимальному рабочему току:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (45)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (46)$$

Для проверки условия $I_{max} \leq I_{ном}$, находим максимальный рабочий ток:

$$I_{MAXP} = \frac{S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot 110}, \quad (47)$$

$$I_{MAXP} = \frac{20}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,105 \text{ кА}$$

Проверка выключателя производится по следующим параметрам.

- на симметричный ток отключения:

$$I_{отк.ном} \geq I_{пт}^{(3)} \quad (48)$$

где $I_{отк.ном}$ - ток предельной коммутационной способности выключателя

$I_{пт}^{(3)}$ - ток в момент расхождения контактов.

- по включающей способности

$$i_{вкл.ном} \geq i_{уд}, \quad (49)$$

$$I_{вкл.ном} \geq I_{по}^{(3)} \quad (50)$$

где $i_{вкл.ном}$ - наибольший пик тока включения, кА;

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей), кА;

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{КЗ} \cdot K_{уд}, \quad (51)$$

где $K_{уд}$ - ударный коэффициент, который можно рассчитать по формуле:

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}}; \quad (52)$$

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,02}} = 2,649$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 4,3 \cdot 2,649 = 16,108 \text{ кА}$$

- по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{аном} \geq i_{ат} , \quad (53)$$

где $i_{ат}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ , кА;

$i_{аном}$ - номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе, кА.

Значения $i_{аном}$ и $i_{ат}$ можно рассчитать по формулам:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \frac{\beta}{100} , \quad (54)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \frac{40}{100} = 22,627 \text{ кА}$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} , \quad (55)$$

где β - номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %

τ - наикротчайшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, с.

Параметр τ рассчитывается по формуле:

$$\tau = t_{зmin} + t_{св} , \quad (56)$$

где $t_{св}$ - собственное время отключения выключателя, с;

$t_{зmin}$ - минимальное время действия РЗ, $t_{зmin} = 0,01$ с.

Если выполняется условие $I_{отк.ном} \geq I_{нт}^{(3)}$, а $i_{аном} < i_{ат}$, то можно произвести проверку по отключающей способности выключателя и по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) \geq \sqrt{2} \cdot I_{ПО}^{(3)} + i_{ат} , \quad (57)$$

- проверка на электродинамическую стойкость осуществляем по предельным сквозным токам короткого замыкания:

$$I_{пр.сквоз} \geq I_{по}^{(3)}, \quad (58)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (59)$$

где $i_{дин}$ - ток электродинамической стойкости, кА;

$I_{пр.сквоз}$ - периодическая составляющая предельно сквозного тока КЗ, кА.

- проверка на термическую стойкость (по тепловому импульсу тока КЗ)

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (60)$$

где B_k - тепловой импульс при протекании тока КЗ из расчета, кА²с;

$t_{тер}$ - длительность протекания тока термической стойкости, с;

$I_{тер}$ - среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА.

Полный импульс квадратичного тока короткого замыкания B_k можно определить по формуле:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{отк} + T_a), \quad (61)$$

где $t_{отк}$ - время отключения, с.

Время отключения (время действия тока КЗ) которое принято считать согласно [15] равно:

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{отк.выкл}, \quad (62)$$

где $t_{рз}$ - время действия релейной защиты, с;

$t_{отк.выкл}$ - полное время отключения выключателя, с.

$$B_k = 4,3^2 \cdot (0,035 + 0,02) = 1,017 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Таблица 7 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ - 110

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{уст}$
$I_{ном}=2500 \text{ А}$	$I_{мах}=105 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=16,108 \text{ кА}$	$i_{дин} \leq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}=4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K=1,017 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{отк}$
$I_{вкл}=40 \text{ кА}$	$I_{кз}=4,3 \text{ кА}$	$I_{кз} \leq I_{вкл}$
$I_{откл}=40 \text{ кА}$	$I_{кз}=4,3 \text{ кА}$	$I_{кз} \leq I_{откл}$
$I_{а ном}=22,627 \text{ кА}$	$i_{ат}=9,831 \text{ кА}$	$i_{ат} \leq I_{а ном}$

Из сравнения каталожных и расчетных данных видно, что выключатель ВГТ - 110 может быть принят к установке.

4.3 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителя производится аналогично выбору и проверке выключателя, за исключением проверки на отключающую способность, так как разъединители не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Разъединители служат для того, чтобы отключать или включать отдельные участки сети, а также оборудования, которые находятся под напряжением, для отключения участков сети с незначительными токами. К тому же разъединители служат для создания видимого разрыва электрической цепи при работах на оборудовании или на линии.

Разъединители различают по роду установки - внутренней или наружной, по напряжению, току и по исполнению (однополюсные, трехполюсные).

Для РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка выбираем разъединитель РГ - 110/1000УХЛ1 и проверяем его по каталожным данным.

В разъединителях серии РГ - 110/1000УХЛ1 применены высокопрочные фарфоровые и полимерные изоляторы, их степень загрязнения может варьироваться от I до IV по ГОСТ9920. Изоляция таких разъединителей по сравнению с РГН и РДЗ выдерживают более высокие испытательные напряжения грозового

импульса относительно земли и между полюсами, поэтому они могут эксплуатироваться в высокогорных районах.

Надежные контактные системы и соединил обеспечивают работоспособность под действием эксплуатационных нагрузок и высокую стойкость к токам.

Все контактные соединения токоведущего контура имеют покрытие гальваническим оловом или серебром, в разъемных контактах применено пластинчатое серебро с механическим ресурсом 10000 циклов.

Разъединители типа РГ имеют необходимые средства защиты контактных частей для обеспечения надежной работы в условиях сильного обледенения.

Таблица 8 - Сравнение каталожных данных для РГ - 110/1000УХЛ1

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{уст}$
$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{мах}=105 \text{ А}$	$I_{мах} \leq I_{ном}$
$i_{дин}=80 \text{ кА}$	$i_{уд}=16,108 \text{ кА}$	$i_{дин} \leq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}=2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K=1,017 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{отк}$

Как видно из результатов расчета разъединитель РГ - 110/1000УХЛ1 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.4 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформатор тока (ТТ) - это устройство которое является одним из видов "измерительного трансформатора". ТТ предназначен для преобразования переменного тока в его вторичной обмотке, где величина преобразованного напряжения пропорциональна текущей величине которую мы измеряем.

Принцип работы ТТ заключается в следующем: измеряемый ток, который протекает по первичной обмотке с малым сопротивлением создает на ней небольшое падение напряжения, которое трансформируется во вторичную обмотку. Так как количество витков вторичной обмотки намного больше, чем у первичной, то на ней получается большее напряжение при меньшем токе. Чем больше ток, тем меньше напряжение и наоборот.

Для выбора ТТ нужно сперва определить тип и число измерительных приборов, подключенных во вторичку, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их сечение для медных проводов должно быть $2,5 \text{ мм}^2$ и для алюминиевых 4 мм^2 . Максимальное сечение для этих проводов 10 и 6 мм^2 соответственно [9].

Длину соединительных проводов от ТТ до измерительных приборов приблизительно можно принять для разных присоединений равной значениям, которые приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 35-110 кВ	50-60
ОРУ 220 кВ	90-120

На линиях 110 кВ следует устанавливать такие приборы контроля и учета: ваттметр, варметр, амперметр и расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых линиях. В таблице приведены приборы, подключаемые к ТТ.

Таблица 10 - Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5
Ваттметр	Д-345	0,5	0,5
Варметр	Д-345	1,5	2,5
Итого:			3,5

Соединения приборов контроля и учета считаем равными $Z_{\text{пров}} \approx r_{\text{пров}}$.

Для обеспечения заданного класса точности, мы должны соблюсти условие:

$$Z_{2\text{дон}} = \sum Z_{\text{приб}} + Z_{\text{пров}} + Z_{\text{конт}}, \quad (63)$$

где $Z_{\text{пров}}$ - сопротивления соединительных проводов;

$Z_{\text{приб}}$ - сопротивление приборов;

$Z_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов.

Так как у нас установлено всего три прибора, то сопротивление контактов примем равным $R_{\text{к}} = 0,05$ Ом.

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (64)$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом}$$

$R_{\text{пров}}$ вычисляется по формуле:

$$\Sigma R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S_{\text{пров}}}, \quad (65)$$

где l - длина соединительного кабеля, зависящего от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление меди.

$Z_{2\text{НОМ}}$ найдем по следующей формуле:

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{S_{2\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_2^2}, \quad (66)$$

$$Z_{2\text{НОМ}} = \frac{50}{\sqrt{3} \cdot 5^2} = 1,155 \text{ Ом}$$

$R_{\text{приб}}$ найдем по формуле:

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{\Sigma S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (67)$$

$$\Sigma R_{\text{ПРИБ}} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}$$

Поскольку сечение кабеля неизвестно то можно его найти, приближенное сопротивление провода определяется по формуле:

$$R_{\text{ПРОВО}} = Z_{\text{НОМ}} - \Sigma R_{\text{ПРИБ}} - R_{\text{К}}, \quad (68)$$

$$R_{\text{ПРОВО}} = 1,155 - 0,4 - 0,05 = 0,705 \text{ Ом}$$

Сечение провода определим по формуле:

$$S_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{R_{\text{ПРОВО}}}, \quad (69)$$

$$S_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{0,705} = 2,105,$$

Принимаем медный кабель сечением 2,5 мм².

$$r_{\text{ПРОВО}} = \frac{\rho \cdot l}{S_{\text{ПРОВО}}}, \quad (70)$$

$$r_{\text{ПРОВО}} = \frac{0,0175 \cdot 60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{соед}} = 0,4 + 0,42 + 0,05 = 0,87 \text{ Ом}$$

Для установки трансформатора тока на РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка выбираем ТТ ТГФ - 110.

Трансформатор тока ТГФ-110 служит для передачи сигнала измерительной информации к измерительным приборам, устройствам РЗиА и управления в сетях переменного тока частотой 50 и 60 Гц напряжением 110 кВ.

К особенностям трансформатора тока ТГФ - 110 можно отнести:

- наличие защитной мембраны, которая исключает взрыв при пробое изоляции внутри ТТ;
- высокая взрыво- и пожаробезопасность, так как элегаз не поддается горению;

- обслуживание в эксплуатации, которое сводится к мониторингу давления элегаза в трансформаторе;
- нет необходимости взятия проб на качество элегаза;
- правильно выбранные и изготовленные уплотнения гарантирующие эксплуатацию трансформатора без подпитки элегазом в течение 20 лет.

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТГФ - 110

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{уст}$
$I_{1ном}=300 \text{ А}$	$I_{max}=105 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{1ном}$
$I_{2ном}=5 \text{ А}$		
$I_{тер}^2 \cdot t_{отк}=432 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K=12,267 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{отк}$
$Z_{2ном}=1,2 \text{ Ом}$	$Z_{2сум}=0,87 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} \leq Z_{2сум}$
$i_{дин}=30 \text{ кА}$	$i_{уд}=16,108 \text{ кА}$	$i_{дин} \leq i_{уд}$
$S_{доп}=6 \text{ мм}^2$	$S=2,5 \text{ мм}^2$	$S \leq S_{доп}$

Как видно из результатов расчета трансформатор тока ТГФ - 110 соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

4.5 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения (ТН) - это еще один из видов измерительных трансформаторов, служащий для отделения первичных цепей высокого напряжения, а также сверх высокого напряжения и цепей измерения, РЗА. Также ТН используют для понижения высоких напряжений до стандартных нормируемых величин напряжений вторичных обмоток.

От точности работы ТН зависит правильность коммерческого учета электрической энергии, противоаварийной автоматики, селективность устройств релейной защиты, также они служат для синхронизации и питания автоматики РЗ ЛЭП от КЗ.

Устройство и принцип работы трансформатора напряжения заключается в следующем: ТН состоит из первичной и вторичной обмоток, стального сердечника из шунтируемой электротехнической стали. Первичная обмотка имеет

большее количество витков, по сравнению со вторичной. На первичную катушку подается напряжение которое нужно измерить, а ко вторичным - подключаются измерительные приборы, например ваттметр. Так как ваттметр имеет значительное сопротивление, то по вторичной принято считать, что течет малый ток. Поэтому считают что ТН работают в режимах близких к холостому ходу (трансформатор работает без нагрузки).

Трансформаторы напряжений выбирают по следующим условиям:

- по классу точности;
- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке;
- по конструкции и схеме соединения.

Для установки на ПС Чугуевка выберем антирезонансные масляные герметичные трансформаторы напряжения НАМИ-110 предназначены для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока с глухо заземленной нейтралью с целью формирования сигналов приборам измерения и защитным устройствам.

Вторичная нагрузка на ТН представлена в таблице 12.

Таблица 12 - Вторичная нагрузка ТН в ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр 3-х ф-й	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Итого				17,5

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 5 + 7,5 + 5 = 17,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{1УСТ}=110$ кВ	$U_{НОМ}=110$ кВ	$U_{НОМ} \leq U_{1УСТ}$
$S_{2Н}=200$ ВА	$S_{2Р}=17,5$ ВА	$S_{2Р} < S_{2Н}$

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

4.6 Выбор сечения и марки провода

На воздушных линиях электропередачи 110-500 кВ чаще всего применяются сталеалюминевые провода марки АС.

Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов.

Для этого необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях [1]:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}, \quad (71)$$

где P_{max} , $Q_{неск}$ – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей, МВт, Мвар;

n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Для того чтобы выбрать сечение провода ЛЭП, нужно определить расчетные токи на участке линии, в зависимости от которых, по экономическим токовым интервалам выберем сечение проводов ЛЭП:

$$I_P = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (72)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети.

Для линий 110-220 кВ может быть принят равным, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в ходе наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки [21].

Так как мы не имеем данных о значении числа часов использования максимума нагрузки линии и коэффициента участия в максимуме энергосистемы, примем $\alpha_l = 1$.

Поскольку нет данных о нагрузках приходящихся на линию, допускается взять мощность трансформатора на ПС Каменка с учетом коэффициента загрузки, она составляет 25 МВА, зная эту мощность мы можем найти активную и реактивную мощности.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (73)$$

Согласно [8], для номинального напряжения 110 кВ $tg\varphi = 0,4$, тогда

$$Q = P \times tg\varphi, \quad (74)$$

$$P = \sqrt{\frac{S^2}{1+tg\varphi^2}}, \quad (75)$$

Поскольку мы обусловились тем, что мощность берем с учетом $K_3 = 0,7$, где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, тогда

$$P = \sqrt{\frac{(25 \times 0,7)^2}{1+0,4^2}} = 16,3 \text{ МВт},$$

$$Q = 16,3 \times 0,4 = 6,5 \text{ МВар}.$$

Для расчета максимального тока примем суммарную активную и реактивную мощность трансформатора на ПС Каменка с учетом всех допущений.

Рассчитаем максимальный ток в воздушной линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{16,3^2 + 6,5^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 92,104 \text{ А}.$$

Расчетный ток:

$$I_p = 92,104 \cdot 1,05 \cdot 1 = 96,71 \text{ A}$$

Согласно экономическим токовым интервалам с учетом района по гололеду (IV) выбираем провод марки АС-185/29 [1].

Проверка выбранного сечения производится по длительно допустимому току. Для провода марки АС-185/29 длительно допустимый ток составляет 510 А [10].

Линия в состоянии выдержит нагрузку.

4.7 Выбор и проверка ошиновки и изоляторов РУ ВН

В РУ напряжением 35 кВ и выше применяется гибкая ошиновка, выполненная сталеалюминевыми проводами марки АС или проводами с трубчатым сечением. Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Токопроводы и гибкие шины обычно крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с большим расстоянием между фаз. Расстояние для сборных шин применяют в зависимости от напряжения:

- 500 кВ – 10 м;

- 220 кВ – 4 м;

- 110 кВ – 3 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами не значительное, поэтому обычно гибкие шины не проверяют на электродинамическую стойкость. Но при действии больших токов КЗ провода между фазами могут настолько сблизиться, что может произойти схлёстывание. На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_K^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_{уд} \geq 50 \text{ кА}$. Проверка на электродинамическую стойкость на ПС не требуется.

По условию $I_{дон} > I_{раб.мах}$, выбираем ошиновку, выполненную проводами марки АС-185/29, допустимый продолжительный ток которого равен 510 А.

Проверка по допустимому току (на нагрев):

$$510 > 96,7$$

Заключительным этапом выбора гибкой ошиновки является проверка проводников по условию коронирования. Процесс коронирования приводит к появлению дополнительных потерь энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи и к образованию озона, оказывающего негативное влияние на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников обеспечит уменьшение действие короны до оптимальных значений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (76)$$

где r_0 - радиус провода, см;

m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов).

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по формуле:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (77)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между фазами, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (78)$$

где D - расстояние между фазами (для 110 кВ составляет 3 метра)

Провода не будут поддаваться коронированию, если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (79)$$

Для провода АС-185/29 критическая напряженность будет равна, кВ/см:

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,94}} \right) = 32,508.$$

Напряженность электрического поля около поверхности провода составит, кВ/см:

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,94 \cdot \lg \frac{378}{0,94}} = 15,906.$$

Проверим условие на коронирование:

$$1,07 \cdot 15,906 \leq 0,9 \cdot 32,508, \quad (80)$$

$$17,019 \leq 29,257.$$

Как видно из расчета выше, условие соблюдается, а значит коронный разряд не будет возникать, следовательно выбранное сечение АС-185/29 может быть принято в качестве ошиновки в РУ 110 кВ.

Следующим этапом необходимо выбрать опорные и подвесные изоляторы для РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка.

В РУ токоведущие части соединяют с несущими конструкциями при помощи изоляторов:

- опорных;
- подвесных;
- проходных.

Шины ОРУ 110 кВ крепятся к порталам с помощью гирлянд подвесных изоляторов. Выбор любых изоляционных конструкций производится по длине пути утечки, см [16]:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K, \quad (90)$$

где λ_3 - удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ;

U - наибольшее рабочее междуфазное напряжение (для линии 110 кВ -126 кВ);

K - коэффициент эффективности.

Число изоляторов в гирлянде рассчитывается исходя из формулы:

$$m = \frac{L}{L_{II}}, \quad (91)$$

где L_{II} - длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к числу изоляторов, полученных по формуле (91) следует прибавить еще два изолятора.

Длина пути утечки:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,2 = 226,8 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС120Б с длиной пути утечки 320 ± 14 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{226,8}{32} + 2 = 9,088$$

Из расчета видно, что для установки на ОРУ 110 кВ потребуется 9 изоляторов в гирлянде.

Для крепления токоведущих частей на ОРУ 110 кВ, а также ошиновки трансформатора 35 и 10 кВ используются опорные изоляторы.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке, Н:

$$F_{расч} \leq F_{дон} , \quad (92)$$

где $F_{расч}$ - сила действующая на изолятор;
 $F_{дон}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} , \quad (93)$$

где $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб

Согласно [15] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки, приводимой в паспортных данных на изоляторы.

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} , \quad (94)$$

где l - длина пролёта между изоляторами;
 a - расстояние между фазами.

В качестве опорных изоляторов на ОРУ 110 кВ выбираем полимерный опорный изолятор ОСК 10-110-А-2 УХЛ1 расшифровывается как – изолятор опорный стержневой защитная оболочка кремнийорганическая.

Преимущества таких изоляторов заключается в следующем:

- срок эксплуатации 30 лет, благодаря кремнийорганической изоляции оболочки;
- трекинго-эрозинная стойкость;
- высокие гидрофобные свойства;
- легкий вес;
- более стойкий к актам вандализма;
- цельнолитая защитная оболочка.

Длина пути утечки таких изоляторов составляет 3010 мм.

Допустимая нагрузка на изолятор составит:

$$F_{\text{ост}} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{4196^2}{3} \cdot 16 \cdot 10^{-7} = 16,264 \text{ Н.}$$

Проверка по условию:

$$16,264 \leq 6000 \text{ Н.}$$

Данный изолятор обладает высоким запасом прочности и может быть принят к установке в ОРУ 110 кВ.

4.8 Выбор и проверка ОПН

Ограничитель перенапряжений нелинейный является одним из основных элементов системы защиты от перенапряжений, обеспечивающий защиту электрооборудования РУ подстанций и линий от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Выбор ОПН производится в два этапа:

- 1) предварительный выбор;
- 2) после изучения влияющих факторов, окончательный выбор.

Предварительно выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПН-П-110 УХЛ1 (П – в полимерной крышке).

Таблица 14 – Основные характеристики ОПН-П-220 УХЛ1

Характеристика	Значение
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее $U_{\text{нр}}$, кВ	73
Остающееся напряжение при коммут. токе $U_{\text{ост}}$, кВ	181
Номинальный разрядный ток $I_{\text{разр}}$, кА	10
Ток пропускной способности (2 мс), А	450
Полная энергоемкость W_c , кДж	415
Длина пути утечки внешней изоляции, см	285

Предварительный выбор ОПН будет производиться по следующим условиям:

1) По наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в электрической сети:

$$U_{н.д.р.} \geq (1,02 \div 1,05) \cdot \frac{U_{н.р.с.}}{\sqrt{3}}, \quad (95)$$

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением, которое будет на 2-5 % выше наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

$$U_{НР} = \frac{126 \cdot (1,02 \div 1,05)}{\sqrt{3}} = 70,66 \text{ кВ}$$

2) По расчётной величине рабочего напряжения ОПН:

$$U \leq \frac{U_{\max.p.}}{K_B}, \quad (96)$$

где K_B - коэффициент зависимости от времени τ (ГОСТ Р 53735.5).

$$U \leq \frac{73}{1,3} = 56,154 \leq 73$$

3) По амплитуде коммутационного тока:

$$I_k \leq I_{разр}, \quad (97)$$

$$\text{где } I_k = \frac{U - U_{ост}}{Z_B}; \quad (98)$$

U – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ОПН;

Z_B – волновое сопротивление провода относительно земли.

Тогда I_k будет равно:

$$I_K = \frac{208 - 132}{406} = 0,18 \text{ кА}$$

Проверим соблюдение условия (97):

$$0,18 \leq 10 \text{ кА}$$

Как видно из условия ОПН прошел проверку.

Следующим этапом осуществляется окончательный выбор ОПН, чтобы убедиться в их надежности.

Окончательный выбор ОПН производится с учётом требований ПТЭ, ПУЭ, руководящих указаний по защите от перенапряжений и неэлектрических воздействий. К последним весьма условно можно отнести:

- взрывобезопасность;
- длину пути утечки внешней изоляции;
- механические воздействия;
- климатическое исполнение и категорию размещения;
- температуру окружающей среды;
- вибрации;
- допустимый уровень частичных разрядов.

Для сетей до 220 кВ наиболее опасными факторами являются грозовые перенапряжения, поэтому можно пренебречь проверкой характеристик по квазистационарным перенапряжениям.

1) Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоёмкость ОПН:

$$W_{уд} \cdot U_{нд} \geq W_c, \quad (99)$$

$$5,6 \cdot 73 = 408,8 \text{ кДж} \geq 320 \text{ кДж}$$

2) Ток взрывобезопасности ОПН должен быть больше тока короткого замыкания сети.

$$I_{кз} \leq I_{вз.без.}, \quad (100)$$

$$4,6 \leq 40 \text{ кА}$$

Таким образом, выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям окончательной проверки и могут быть приняты к установке.

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИИ

Релейная защита – непрерывно изменяющаяся и расширяющаяся область электроэнергетики, использующая сейчас микропроцессорную аппаратуру и компьютерные программы не только для защиты, но и для комплексного управления электроустановками.

Требования предъявляемые к релейной защите:

- быстродействие;
- селективность;
- чувствительность;
- надёжность.

Рассмотрим поподробнее требования предъявляемые к релейной защите.

Быстродействие - способность защиты работать с минимальной выдержкой времени. Без выдержки времени могут работать только защиты, обладающие абсолютной селективностью (дифференциальные, высокочастотные первые ступени токовых защит – токовые отсечки).

Селективность - способность защиты отключать при КЗ только поврежденный участок сети.

Чувствительность - способность релейной защиты реагировать на те отклонения от нормального режима, которые возникают в результате повреждения.

Надёжность - способность защиты безотказно действовать в пределах установленной для нее зоны и не работать ложно в режимах, при которых действие релейной защиты не предусматривается.

Релейная защита является основным видом электрической автоматики, без которой невозможна нормальная и надежная работа современных ЭС и предназначенная для защиты энергосистем и ее элементов от повреждений и ненормальных режимов. Релейная защита производит автоматическую ликвидацию аварии, например при возникновении ненормальных режимов, или локализацию, к примеру отключает поврежденный элемент. РЗ тесно связана с дру-

гими видами электрической автоматики, предназначенной для предотвращения развития аварийных нарушений и быстрого восстановления нормального режима работы энергосистемы и электроснабжения потребителей; автоматического повторного включения (АПВ); автоматического включения резервных источников питания (АВР); автоматической частотной разгрузки (АЧР).

Для ВЛ 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием дистанционной защиты, высокочастотной блокировкой, токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности упрощения защиты.

Условия работы основных и резервных защит линии 110-220 кВ в шкафах серии ШЭ2607 определяют рабочие уставки, рассчитываемые для конкретного места установки шкафа с учетом конфигурации и особенностей работы рассматриваемой сети.

В данной выпускной квалификационной работе для защиты линии будем применять шкафы производства ННП ЭКРА серии ШЭ2607 021.

Шкафы этой серии предназначены для дистанционной защиты линии и токовой защиты.

Допускается поставка шкафов по требованию заказчика.

Возможна поставка шкафа на напряжение переменного тока частоты 60 Гц.

В комплект такого шкафа входит:

- пять ступеней дистанционной защиты от междуфазных замыканий;
- ступень ДЗ от замыканий на землю;
- шесть ступеней ТНЗНП;
- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- АРПТ;
- УРОВ;
- ЗНФР.

Основные параметры шкафа представлены в таблице 15:

Таблица 15 - Основные параметры шкафа

Параметры	Ед. изм.	Значение
Номинальный переменный ток $I_{НОМ}$	А	1 или 5
Номинальное междуфазное напряжение переменного тока $U_{НОМ}$	В	100
Номинальное напряжение оперативного тока постоянного или выпрямительного тока $U_{ПИТ}$	В	220 или 110
Номинальная частота $f_{НОМ}$	Гц	50

5.1 Расчет уставок дистанционной защиты линии

Принцип действия дистанционной защиты основан на контроле изменения сопротивления. Например, если объектом защиты является линия, то в нормальном режиме параметры напряжения в шинах и тока в линии близки к номинальным.

При возникновении короткого замыкания напряжение на шинах уменьшается, ток в линии увеличивается, контролируемое сопротивление уменьшается, следовательно, контролируя изменение сопротивления, можно определить факт возникновения КЗ и оценить удаленность точки КЗ.

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, как правило, первая ступень охватывает 85 % от всей длины защищаемой линии.

Вторая ступень предназначена для надежной защиты всей линии. Зона действия второй ступени попадает на смежную линию, поэтому для обеспечения селективного срабатывания защиты, вводится замедление на срабатывание, то есть проводят отстройку по времени.

Третья ступень выполняет функции ближнего и дальнего резервирования. Заметим, что первая ступень обеспечивает 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.

Для линии 110 кВ подстанции Чугуевка - подстанции Каменка произведем выбор уставок по сопротивлению первой ступени дистанционной защиты.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X1 = K_{отс} \cdot X_{1РАС.ЭКВ} , \quad (101)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки, равный 0,85;

$X_{1РАС.ЭКВ}$ - эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны первой ступени защиты.

Преобразование из первичных величин во вторичные производится по формуле:

$$X_{ВТОР} = \frac{K_{ТТ}}{K_{ТН}} \cdot X_{ПЕРВ} , \quad (102)$$

где $K_{ТТ}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока;

$K_{ТН}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Рассчитаем уставку по реактивной составляющей первой ступени ДЗ:

$$X1 = 0,85 \cdot 21,75 = 18,488 \text{ Ом}$$

$$X1_{\text{ВТОР}} = 18,488 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 1,008 \text{ Ом}$$

Уставка активного сопротивления при междуфазных КЗ для линии определяется по двум условиям:

$$1) R1 = 0,6 \cdot R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}, \quad (103)$$

$$2) R1 = \frac{X1}{2}, \quad (104)$$

где $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$ - переходное сопротивление дуги в месте КЗ.

Сопротивление $R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}}$ определяется как:

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = U_{\text{ДУГИ}} \cdot \frac{l}{I}, \quad (105)$$

где $l = 5 \text{ м}$ - длина дуги, определяется как расстояние между изоляторами;

I - минимальный ток, протекающий от места установки защиты до точки КЗ в конце зоны чувствительности первой ступени ДЗ;

$U_{\text{ДУГИ}} = 2500 \text{ В/м}$ - напряжение дуги.

Для того чтобы посчитать уставку по активной составляющей первой ступени ДЗ, необходимо вычислить переходное сопротивление дуги в месте КЗ:

$$R_{\text{ДУГИ.РАСЧ}} = 2500 \cdot \frac{5}{1901} = 13,151 \text{ Ом}$$

$$R1 = 0,6 \cdot 13,151 = 7,891 \text{ Ом}$$

Переведем результаты во вторичную величину:

$$R1_{\text{ВТОР}} = 7,891 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 0,43 \text{ Ом}$$

Проверяем второе условие:

$$R1_{\text{ВТОР}} = \frac{1,008}{2} = 0,504 \text{ Ом}$$

Время срабатывание первой ступени берется наименьшим $T_{\text{СЗ1}} = 0 \text{ с}$.

Принимаем следующие уставки первой ступени дистанционной защиты:

$$X1_{\text{ВТОР}} = 1 \text{ Ом};$$

$$R1_{\text{ВТОР}} = 0,5 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{СЗ1}} = 0 \text{ с}.$$

Выбор уставок по сопротивлению второй ступени ДЗ.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X2 = K_{\text{ОТС}} \cdot X2_{\text{РАС.ЭКВ}}, \quad (106)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 0,8$ - коэффициент отстройки;

$X2_{\text{РАС.ЭКВ}}$ - эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

$$X2 = 0,8 \cdot 274,95 = 233,707 \text{ Ом}$$

$$X2_{\text{ВТОР}} = 233,707 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 12,748 \text{ Ом}$$

Уставка активного сопротивления второй ступени ДЗ:

$$R2 = \frac{X2}{2}, \quad (107)$$

$$R2_{\text{ВТОР}} = \frac{12,748}{2} = 6,374 \text{ Ом}$$

Выдержка времени срабатывания второй ступени ДЗ:

$$T_{\text{СЗII}} = 0,05 \text{ с}.$$

Принимаем уставки второй ступени дистанционной защиты:

$$X2_{ВТОР} = 13 \text{ Ом};$$

$$R2_{ВТОР} = 7 \text{ Ом};$$

$$T_{СЗИ} = 0,05 \text{ с.}$$

Выбор уставок по сопротивлению третьей ступени ДЗ.

Расчетная формула для определения уставки по реактивной составляющей сопротивления прямой последовательности:

$$X3 = K_{\text{ч}} \cdot X3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}, \quad (108)$$

где $K_{\text{ч}} = 1,2$ - коэффициент чувствительности;

$X3_{\text{РАСЧ.ЭКВ}}$ - эквивалентное полное сопротивление прямой последовательности расчетной зоны второй ступени защиты.

$$X3 = 1,2 \cdot 274,95 = 329,94 \text{ Ом}$$

$$X3_{\text{ВТОР}} = 329,94 \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 17,997 \text{ Ом}$$

Уставка активного сопротивления третьей ступени ДЗ при междуфазных КЗ резервирует отключение двух- и трехфазных КЗ за трансформаторами:

$$R3 = X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} + 1,2 \cdot R_{\text{ДМН.РАСЧ}}, \quad (109)$$

$$R3_{\text{ВТОР}} = (21,75 + 253,2 + 1,2 \cdot 25) \cdot \frac{300 \cdot 100}{5 \cdot 110000} = 16,634 \text{ Ом}$$

Выдержка времени срабатывания третьей ступени ДЗ составляет:

$$T_{\text{СЗИ}} = 0,1 \text{ с.}$$

Принимаем уставки третьей ступени дистанционной защиты:

$$X3_{\text{ВТОР}} = 18 \text{ Ом};$$

$$R3_{\text{ВТОР}} = 17 \text{ Ом};$$

$$T_{\text{СЗИ}} = 0,1 \text{ с.}$$

Подробный расчет приведен в Приложении Б

Сведем результаты расчета уставок дистанционной защиты в таблицу 16.

Таблица 16 - Уставки дистанционной защиты

Степень срабатывания защиты	X, Ом	R, Ом	T _{сз} , с
I	1	0,5	0
II	13	7	0,05
III	18	17	0,1

Как видно из результатов расчета, дистанционная защита линии соответствует требованиям селективности.

7.2 Расчет уставок МТО

Токовая отсечка является мгновенно действующей токовой защитой, селективность действия которой по отношению к другим защитам смежных участков достигается путем выбора тока срабатывания, который больше максимального тока внешнего КЗ.

Устройства данной защиты контролируют величину силы тока на защищаемом участке. В случае увеличения силы тока выше определённого значения защита срабатывает на отключение этого участка.

Время работы срабатывания токовой отсечки складывается из времени действия токового и промежуточного реле и составляет $t_{отс} = 0,04 - 0,06$ с.

Для того чтобы защита отвечала требованиям селективности, а значит чтобы защита срабатывала только на своей линии и не работала на смежных, необходимо отстроить ее от трехфазного короткого замыкания.

Ток срабатывания отсечки определяем по следующим условиям [22]:

1) Отстройка от максимального тока нагрузки линии:

$$I_{МТО} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{Н.МАКС} \quad (110)$$

где $K_{отс} = 1,1 \sim 1,2$ – коэффициент отстройки;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{н.макс}$ – максимальный ток нагрузки линии, с учетом самозапуска электродвигателей.

$$I_{H.MAKC} \geq K_{CAM} \cdot I_{PAБ.MAKC} \cdot \quad (111)$$

где $K_{сам} = 1,5 \sim 2,0$ – ориентировочное значение коэффициента самозапуска электродвигателей;

$I_{раб.макс}$ – максимальный ток нагрузки линии (для АС-185 $I_{раб.макс} = 510 \text{ А}$).

Найдем максимальны ток нагрузки линии:

$$I_{H.MAKC} = 1,5 \cdot 510 = 765 \text{ А};$$

$$I_{C3}^I = \frac{1,1}{0,95} \cdot 765 = 885,79 \text{ А}.$$

2) Отстройка от максимального тока при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{MTO} \geq K_{OTC} \cdot I_{K.MAKC.BH} \cdot \quad (112)$$

где $K_{отс} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{K.MAKC.BH}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ВН ПС противоположного конца защищаемой линии.

$$I_{C3}^{II} = 1,2 \cdot 2195 = 2634 \text{ А}$$

3) Отстройка от максимального тока при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН Тр-ров, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой линии или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии:

$$I_{\text{МТО}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{К.МАКС.ТР}} \cdot \quad (113)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,2 \sim 1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{К.МАКС.ТР}}$ – максимальный ток протекающий в месте установки защиты при трехфазных и однофазных КЗ на шинах на сторонах НН и СН трансформаторов, присоединенных на всех ответвлениях или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии.

$$I_{\text{СЗ}}^{\text{III}} = 1,2 \cdot 1537 = 1844 \text{ А}$$

Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{I_{\text{МТО}}} \cdot \quad (114)$$

где $K_{\text{ч}} = 1,2$ – коэффициент чувствительности;

$I_{\text{КЗ.мин}}$ – минимальных ток, протекающий в месте установки защиты при двухфазном КЗ в начале защищаемой линии.

Проверяем коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3720}{2634} = 1,412$$

Как видно из проверки, коэффициент чувствительности удовлетворяет условию, следовательно расчет произведен верно.

Подробный расчет приведен в Приложении Б.

5.3 Расчет уставок ТЗНП

В сетях 110 кВ и выше используется заземление нейтрали. Максимальная токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) реагирует на однофазные и двухфазные КЗ на землю, общее число таких замыканий составляет 85 % от всех КЗ происходящих в сетях. Токовые реле ТЗНП включены в нулевой провод полной звезды ТТ на линии или на ТТ в заземленной нейтрали силового

трансформатора, поскольку в нормальном симметричном режиме будут протекать только токи небаланса. Поэтому токи срабатывания защиты от токов КЗ на землю не нужно отстраивать от токов перегрузки, как это необходимо делать в максимальных токовых защитах от междуфазных КЗ, следовательно такая защита может обладать высокой чувствительностью к удаленным КЗ на землю.

Обычно токовые защиты нулевой последовательности выполняют двух-, трех- или четырехступенчатыми.

Расчет ступеней ТЗНП заключается в опеределении токов срабатывания защит, выдержек времени и чувствительности каждой ступени защиты. Выдержки времени ТЗНП выполняются ступенчато, а также отвечать требованиям селективности и согласовываться с предыдущими ступенями. Токи нагрузки при этом не учитываются.

Определим уставки первой ступени ТЗНП. Ток срабатывания первой ступени отстраивается от токов небаланса в нулевом проводе ТТ при коротком замыкании между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций.

$$I_{с.з1} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{пер} \cdot K_{нб}}{K_{тт}} \cdot I_{кз}^{(1)}, \quad (115)$$

где $K_{отс} = 1,25$ - коэффициент отстройки;

$K_{нб} = 0,05$ - коэффициент небаланса;

$K_{пер} = 2$ - коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ;

$K_{тт} = 300$ - коэффициент трансформации ТТ;

$I_{кз}^{(1)}$ - установившийся ток трехфазного КЗ за трансформатором.

Найдем ток срабатывания первой ступени защиты:

$$I_{с.з1} \geq \frac{1,25 \cdot 2 \cdot 0,05}{60} \cdot 2195 = 4,573 \text{ А}$$

Проверка первой ступени на чувствительность производим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{0\text{PACЧ}}}{I_{\text{C.3I}}} > 1,3, \quad (116)$$

где $I_{0\text{PACЧ}}$ - ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии в расчетном режиме.

$$k_{\text{ч}} = \frac{782}{60 \cdot 5} = 2,607$$

Первая ступень ТЗНП отвечает требованиям чувствительности.

Уставка по времени первой ступени ТЗНП задается самой минимальной, то есть без выдержки времени:

$$T_{\text{C3I}} = 0 \text{ с.}$$

Определяем уставки второй ступени защиты. Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых подстанций:

$$I_{\text{C.3II}} \geq \frac{K_{\text{OTC}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{НБ}}}{K_{\text{ТТ}}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(1)}, \quad (117)$$

где $K_{\text{ПЕР}} = 1,5$ - коэффициент увеличения тока в переходном режиме КЗ.

$$I_{\text{C.3II}} = \frac{1,25 \cdot 1,5 \cdot 0,05}{60} \cdot 2195 = 3,43 \text{ А}$$

Проверка второй ступени ТЗНП на чувствительность должна отвечать условию:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{0\text{МИН}}}{I_{\text{C.3II}}} > 1,5, \quad (118)$$

где $I_{0\text{МИН}}$ - минимальный ток, проходящий через защиту при однофазном КЗ на землю в конце защищаемой линии.

Проверим вторую степень защиты на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1814}{60 \cdot 4} = 7,5$$

Вторая степень защиты прошла проверку на чувствительность.

Уставка по времени второй степени выбирается с учетом времени действия УРОВ элементов, с которым производится согласование:

$$T_{\text{сзII}} = t_{\text{сз}} + t_{\text{УРОВ}} + t_{\text{ВВ}} + \Delta t, \quad (119)$$

где $t_{\text{сз}}$ - время срабатывания защит, с которыми производится согласование;

$t_{\text{УРОВ}}$ - время действия УРОВ;

$t_{\text{ВВ}}$ - собственное время отключения выключателей.

Произведем расчет второй уставки срабатывания защиты по времени:

$$T_{\text{сзII}} = 0 + 0,3 + 0,02 = 0,32 \text{ с.}$$

Определяем уставки третьей степени защиты. Третья степень ТЗНП отстраивается от броска тока намагничивания трансформатора, но как правило, на тупиковых линиях нет необходимости использовать третью степень защиты. Данная степень используется, если вторая степень не удовлетворяет требованию чувствительности. В этом случае, ток срабатывания и время выдержки степени ТЗНП выбирается по условию обеспечения селективности со второй степенью.

Достаточным условием выбора тока срабатывания третьей степени защиты нетупиковых радиальных линий, является отстройка от тока небаланса в нулевом проводе ТТ при КЗ между тремя фазами за трансформаторами питаемых ПС. Выдержка времени должна согласовываться с уставками по времени срабатывания последних ступеней защиты предыдущих элементов.

Подробный расчет уставок ТЗНП приведен в приложении Б.

5.4 Автоматическое повторное включение

Устройства АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления питания потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

АПВ предусматривает включение:

- воздушных и смешанных линий напряжением выше 1 кВ, при этом основания на отказ применения АПВ должен рассматриваться в каждом случае отдельно. На кабельных линиях 35 кВ и ниже рекомендуется применять АПВ только тогда, когда оно эффективно, в связи со значительной вероятностью повреждений с образованием открытой дуги, а также с целью исправления неселективного срабатывания защит;

- шин электростанций и ПС;

- трансформаторов;

- ответственных электродвигателей, отключаемых для обеспечения самозапуска других электродвигателей.

Также для осуществления АПВ предусматриваются на обходных, шинно-соединительных и секционных выключателях.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

- автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

- отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо.

Устройства АПВ должны выполняться так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Устройства автоматического повторного включения должны выполняться с автоматическим возвратом.

Пуск устройства АПВ может осуществляться:

- по несоответствию положения ключа управления и выключателя;
- от устройств релейной защиты.

Для выполнения нужной последовательности автоматического включения выключателей линии с двухсторонним питанием, а также чтобы не было АПВ с другого конца линии при неуспешном АПВ, существует несколько дополнительных режимов:

- Без контролей или, как говорится, "слепое" АПВ. Данный режим АПВ ничего дополнительного не контролирует и спустя какой то промежуток времени он дает команду на отключение выключателя;
- С контролем наличия или отсутствия напряжения, напряжение варьируется от 30 % до 70 % между частями сети;
- С контролем синхронизма. Такой режим применяется, если при включении выключателя необходимо войти в синхронизм с рабочей частью энергосистемы.

Условием выполнения АПВ после отключения КЗ является то, что к моменту пуска АПВ выключатель готов к циклу. Сигнал готовности выключателя поступает в устройство через дискретный вход. В случае если схема сигнализации готовности привода отсутствует, опрос выключателя может не выполняться. Устройство может контролировать время приведения в готовность выключателя. При этом, время бестоковой паузы может продлеваться, если после его истечения нет сигнала готовности выключателя. После истечения заданного времени контроля выполняется динамический запрет АПВ [22].

Минимальное время выдержки АПВ определяется по следующему выражению:

$$T_{1АПВ} \geq T_{д} + T_{ОВ} + T_{зап} , \quad (120)$$

где T_d - время деионизации среды в месте КЗ на ВЛ (для сетей 110 кВ 0,17÷0,2 с.);

$T_{об}$ - время отключения выключателя (обычно не превышает 0,1 с.);

$T_{зап} = 0,5$ с - время запаса (степень селективности)

На воздушных линиях успешность АПВ составляет 65-70 % [23]. Данное обстоятельство объясняется тем, что большинство коротких замыканий на ВЛ оказываются неустойчивыми и самоустраиваются при отсутствии напряжения.

5.5 Устройство резервирования отказа выключателя

УРОВ при отказе выключателя линии, при коротком замыкании на линии и отказе в его отключении выключателем, предназначено для отключения питающих присоединений, смежных с выключателем линии.

Согласно с ПУЭ, УРОВ должны устанавливаться во всех электроустановках напряжением 110-500 кВ.

УРОВ не предусматривается в электроустановках 110-220 кВ если:

- обеспечиваются требуемая чувствительность и допустимые по условиям устойчивости времена отключения от устройств дальнего резервирования;
- при действии резервных защит нет потери дополнительных элементов из-за отключения выключателей, непосредственно не примыкающих к отказавшему выключателю (например, отсутствуют секционированные шины, линии с ответвлением) [25].

Пуск УРОВ осуществляется при действии защит линии на отключение выключателя линии.

Действие устройства при отказе выключателя с выдержками времени на отключение определенного выключателя выполняется с контролем наличия минимального тока в цепи или контролем положения выключателя.

Чаще всего используют двухступенчатое УРОВ. Действие первой ступени УРОВ, обычно, повторяет команду отключения от защиты линии, происходит это с минимальной выдержкой времени или без нее. Вторая ступень УРОВ

отключает смежные выключатели с большей выдержкой времени, при условии, что первая ступень УРОВ не реагирует на повторную команду.

Функции УРОВ шкафа ШЭ 2607 (ННП ЭКРА) реализует принцип индивидуального устройства, причем схема УРОВ выполнена универсальной и возможна реализация УРОВ по выбору эксплуатации:

- с автоматической проверкой исправности выключателя, когда при пуске УРОВ от защит формируется сигнал на его отключение резервируемого выключателя, и с дополнительной выдержкой времени на отключение смежных выключателей.

- с дублированным пуском от защит, когда сигнал на отключение смежных присоединений линии контролируется сигналом РПВ, который формируется при действии защит на отключение резервируемого выключателя.

Выбор уставок УРОВ сводится к выбору выдержки времени устройства на отключение смежных выключателей и к выбору уставки по току срабатывания реле тока УРОВ.

Уставку по току рекомендуется брать на 10 % ниже минимального тока повреждения, при котором УРОВ должен работать.

$$I_{\text{ср.уров}} \leq \frac{I_{\text{рз.мин}}}{K_{\text{ч}}} = 0,9 \cdot I_{\text{рз.мин}} , \quad (121)$$

где $I_{\text{рз.мин}}$ - минимальный ток, протекающий в месте подключения токовых цепей функции УРОВ при междуфазных КЗ и замыканий на землю в зоне чувствительности защит, действующих на отключение с пуском УРОВ;

$K_{\text{ч}} = 1,1$ - коэффициент чувствительности УРОВ.

Выдержка времени УРОВ учитывает максимальное время отключения выключателя, время возврата органа контроля протекания тока, а так же время запаса.

Выдержка времени УРОВ определяется по выражению:

$$T_{\text{уров}} \geq T_{\text{ов}} + T_{\text{рт}} + \Delta t_{\text{зап}} , \quad (122)$$

где T_{OB} - время отключения выключателя (ориентировочно $0,03 \div 0,06$ с);

T_{PT} - время возврата органа контроля протекания тока, $T_{PT} = 0,02$ с;

$\Delta t_{зап}$ - время запаса, $\Delta t_{зап} = 0,1$ с.

6 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Линии электропередачи (ЛЭП) являются одним из основных элементов электроэнергетических систем. Они обеспечивают транспортировку электроэнергии от источника к потребителю. С каждым годом требования к ЛЭП возрастают в части надежности, увеличения пропускной способности, а также снижения потерь электроэнергии. Важнейшим параметром линии электропередачи является сечение проводов. С их увеличением возрастают затраты на сооружение линии, но снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются потери электроэнергии. Выбор экономически обоснованных сечений проводов линий электропередачи позволяет снизить издержки на транспорт электроэнергии.

6.1 Экономическое обоснование выбора сечения ВЛ

Для проектирования релейной защиты новой воздушной линии ПС «Чугуевка» – ПС «Каменка», по экономическим токовым интервалам был принят провод марки АС-185/29.

Метод экономических токовых интервалах основан на некоторых допущениях при проектировании новой ВЛ:

- отсутствуют потери активной мощности на корону;
- линия сооружается в течении одного года;
- ежегодные отчисления от капиталовложений на обслуживание, ремонт и реновацию, а также средневзвешенный тариф на электроэнергию в течение расчетного периода не изменяются;
- конфигурация графика перетока активной мощности по линии в течение расчетного периода остается одинаковой;
- изменение активного сопротивления фазы линии от температуры не учитывается;
- ущерб от перерывов электроснабжения потребителей в функции затрат также не учитываются.

Рассмотрим типовой график зависимости затрат от эффективного тока.

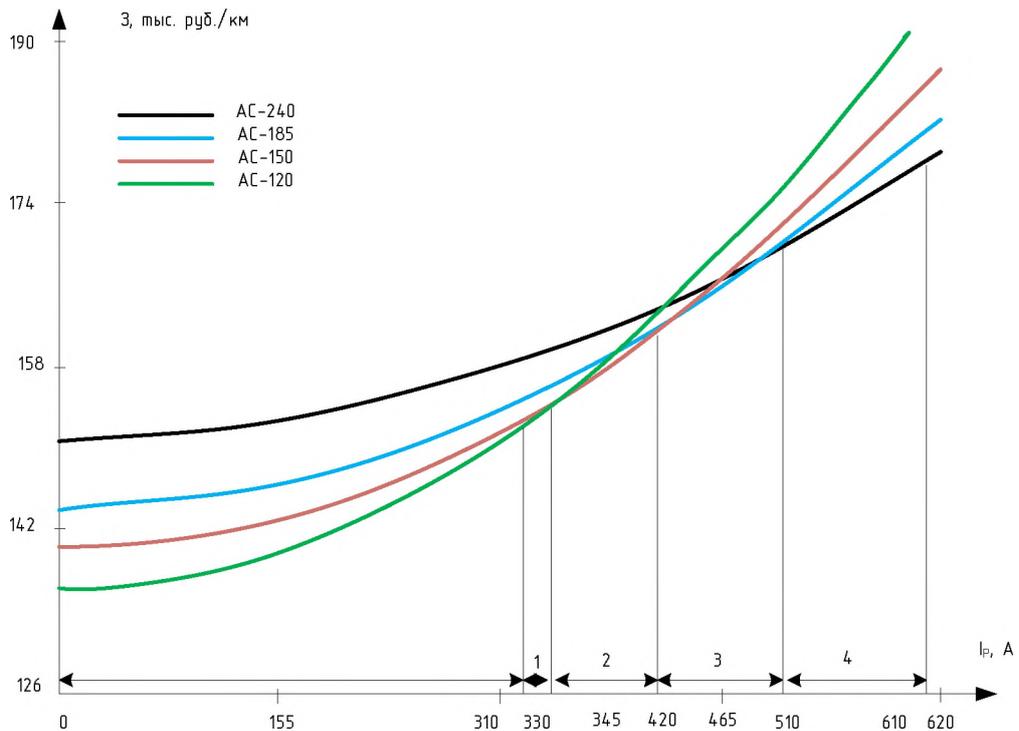


Рисунок 16 - График зависимости затрат от эффективного рабочего тока

Как видно из графика чем выше пропускная способность, тем выше затраты на строительство новой ВЛ.

Рассчитаем экономически целесообразное сечение по формуле (123):

$$F_{ЭК} = \frac{I_{p.max}}{i_{ЭК}}, \quad (123)$$

где $I_{p.max}$ - рабочий максимальный ток

$i_{ЭК}$ - нормированная плотность тока, равная 1,3

$$F_{ЭК} = \frac{192}{1,3} = 147,7 \text{ мм}^2$$

Экономически выгодное и целесообразное сечение для проектирование новой ВЛ является 147 мм^2 .

Вследствие того, что сечение на самом деле принимает дискретные значения, каждому из этих значений отвечает множество оптимальных решений при различных потерях в линии.

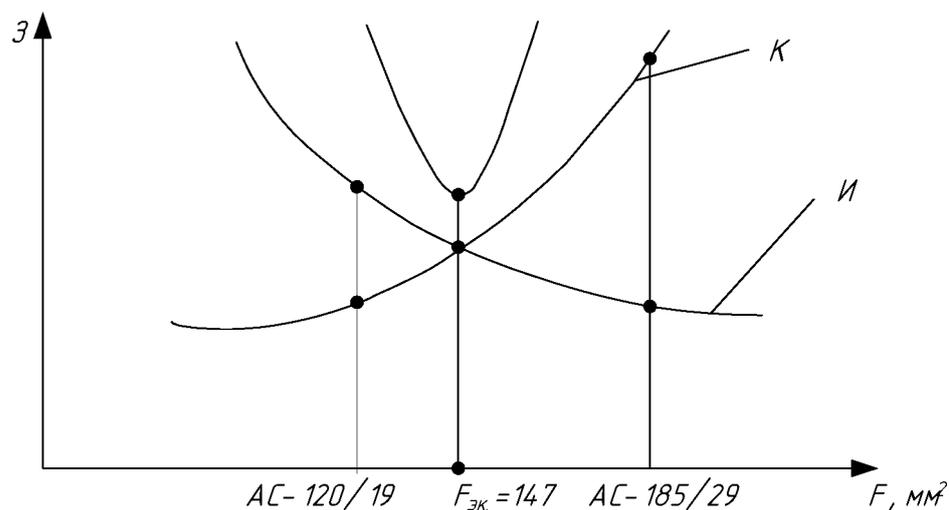


Рисунок 17 - График зависимости затрат от сечения провода

Как видно из графика, провод AC-120/19 для строительства новой воздушной линии будет менее затратный по капиталовложению, чем провод AC-185/29. Однако провод марки AC-185/29 со временем будет иметь меньшие издержки, что благополучно скажется для развития сети в будущем, так как провод марки AC-185/29 будет иметь большую пропускную способность чем AC-120/19.

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящее время большое внимание уделяется вопросам охраны окружающей среды от воздействия вредных последствий производственной деятельности человека.

При строительстве объекта необходимо руководствоваться природоохранными нормами и требованиями, законодательством по охране окружающей среды.

Электроустановки должны удовлетворять требованиям действующих нормативных документов об охране природной среды по допустимым уровням шума, вибрации, напряженностей электрического и магнитного полей, электромагнитной совместимости [15].

В данной части выпускной квалификационной работы рассматриваются три раздела:

- безопасность,
- экологичность,
- чрезвычайная ситуация.

Анализ аварийности и производственного травматизма показывает, что опасность для жизни и здоровья производственного персонала возникает только при нарушении ПТБ и ПУЭ. Данные нарушения возникают в основном при ведении ремонтно-монтажных работ. Первым и основным приёмом уменьшения травматизма и аварийности является постоянное совершенствование, обновление технических знаний персонала, связанных не только с правильной и экономичной эксплуатацией оборудования, но прежде всего с безопасной эксплуатацией.

7.1 Безопасность

7.1.1 Выбор трасс воздушных линий электропередачи

Согласно СТО 56947007-29.240.037-2010 «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании», трасса ВЛ должна выбираться, по возможности, кратчайшей, с учетом условий отчуждения земли,

вырубки просек в насаждениях, комплексного использования охранной зоны и приближения к дорогам и существующим ВЛ [24].

Трасы воздушных линий выбираются в соответствии с [3] в обход:

- залегания полезных ископаемых;
- населённых пунктов;
- промышленных предприятий;
- массивов орошаемых, осушенных и других мелиорированных земель;
- многолетних плодовых насаждений и виноградников;
- участков с высоким естественным плодородием почв и других, приравненным к ним, земельных угодий;
- зон санитарной охраны курортов, заповедников, памятников истории и культуры.

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше следует размещать за пределами селитебной территории [6].

Не допускается размещать линии электропередачи 110 кВ и выше на территории промышленных зон (районов), а также на производственных зонах сельскохозяйственных предприятий [6].

Трассу ВЛ на просадочных грунтах в районе действующих или перспективных мелиоративных каналов рекомендуется прокладывать по более высоким отметкам в обход территории отсыпки грунтов, вынутых из каналов [3].

Выбор места установки опор должен производиться с учетом рельефа, грунтовых условий, условий строительства, монтажа и эксплуатации.

На участках трассы ВЛ, проходящих по землям, занятым сельскохозяйственными культурами, на больших переходах в населенной местности и в местах стесненных подходов к подстанциям с целью уменьшения изъятия земель рекомендуется применять двухцепные и многоцепные свободностоящие опоры [24].

При проектировании ВЛ на просадочных грунтах рекомендуется предусматривать установку опор на площадках с минимальной площадью водосбора, с выполнением комплекса противопросадочных мероприятий и минимальным

нарушением растительного покрова. При этом предпочтение следует отдавать типам опор, приводящим к минимальному нарушению поверхностного слоя грунта [24].

Трассы ВЛ должны прокладываться в обход мест с лавинами, карстами, оползнями, осыпями, камнепадами, селевыми потоками, переработкой берегов водоемов, зон тектонических разломов, а также мест с подземными выработками [3].

Рекомендуется обходить места с широкими поймами рек, болотами, солончаками, подвижными песками, косогорными участками, просадочными грунтами, с большими отложениями гололеда и с частой и интенсивной "пляской" проводов, а также районы с повышенным загрязнением атмосферы [3].

7.1.2 Меры безопасности при обслуживании устройств РЗА

Работы по техническому обслуживанию релейной аппаратуры должны производиться специально обученным персоналом, имеющим квалификационную группу по технике безопасности не ниже третьей.

Сборка и изменение схем для проверки и испытания реле, а также изменение их уставок должны производиться при отключенном напряжении.

В том случае, когда требуется измерить электрические параметры устройств РЗА, находящихся под напряжением необходимо :

- установить измерительный прибор на устойчивую основу;
- заземлить металлический корпус измерительного прибора;
- использовать специальные щупы или соединительные проводники, а также инструмент с изолирующими рукоятками.

Перед началом работы необходимо проверить надежность заземления металлоконструкции панели. На металлоконструкции панели предусмотрен заземляющий болт, который должен использоваться только для присоединения заземляющего контура [7].

Работы в цепях, находящихся под напряжением, проводить инструментом с изолированными рукоятками (у отверток должна быть изолирована часть стержня, прилегающая к рукоятке, открытым остается рабочая часть размером

углубления винта), измерительные линейки и метры должны быть изготовлены из не проводящего электрический ток материалов [7].

При работе на панелях РЗА электродрелью, она должна быть надежно заземлена, а устройства РЗА, расположенные на панели должны быть надежно защищены от попадания в них и на токоведущие части металлической стружки и опилок [7].

Проверочные устройства для проверки устройств РЗА должны быть надежно заземлены.

Съем отдельных частей панели, монтаж, переключение перемычек, установленных в комплектах и блоках панелей, а так же работы на зажимах должны производиться при обесточенном состоянии панели и принятых мерах по предотвращению поражения обслуживающего персонала электрическим током [7].

К работе по наладке и проверке панелей должны допускаться лица, прошедшие проверку знаний по ТБ, инструктаж, имеющие аттестацию на право выполнения работ, знающие особенности электрической схемы и конструкции подлежащей проверке панели [7].

7.2 Экологичность

7.2.1 Влияние воздушных линий на окружающую среду

Высоковольтные линии электропередач негативно воздействуют на окружающую среду из-за высокой напряжённости электромагнитного поля вокруг ведущих проводов. Для того чтобы предотвратить отрицательное воздействие влияние ЭМ полей, приходится отчуждать территории на трассах, где проходят ВЛ. Именно с этим обстоятельством связывают самое заметное негативное влияние линий на экологию. В частности, приходится вырубать леса, охотничьи и кормовые угодья. Линии электропередач нарушают экологическое равновесие как флоры, так и фауны, поскольку на вырубленных территориях активно развиваются сорняки и нарушаются условия обитания животных [8].

Для того чтобы соблюдать чистоту трасс, расположенных под ВЛ, приходится регулярно проводить обработку почвы гербицидами, что ведёт к дополнительному загрязнению природы. Профилактическая расчистка трасс механи-

ческим способом (вырубка) выводит леса из процесса регенерации кислорода [8].

Сами воздушные линии также оказывают большое влияние на живых существ, как на животных, так и на людей. Мощная напряжённость электрического поля вызывает накопление зарядов и возрастание разности потенциалов между изолированными телами и землёй. Наибольшему воздействию в этом случае подвержены люди, которые носят обувь с резиновой подошвой, а также копытные животные. Рост электрического потенциала у животного или человека вызывает разряды на ветки растений, траву. Небольшая величина таких токов не способна привести к серьёзному поражению. С другой стороны, из-за неприятных ощущений возможна потеря концентрации и внимания, что в свою очередь может привести к травмированию по причине совершения произвольных или нескоординированных движений [8].

Другой негативный фактор — это акустический шум, который возникает на линиях сверхвысокого напряжения. Данное явление происходит из-за интенсивной короны вокруг ведущих проводов. Особенно это заметно во время дождя [8].

Помимо экологического воздействия высоковольтные линии вызывают другие негативные эффекты, например, создаются электромагнитные помехи, которые мешают работе средств радиосвязи, а также оказывают влияние на расположенное рядом электрооборудование [8].

Воздушная линия электропередачи оказывает негативное воздействие на окружающую среду. К основным отрицательным воздействиям относят:

- загрязнение поверхностных и грунтовых вод во время строительства;
- влияние электромагнитных полей на живые организмы;
- нарушение естественного состояния грунта и рельефа;
- изъятие земель в постоянное пользование;
- создание радио- и телепомех;
- акустический шум;
- вырубка леса;

– гибель птиц.

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц.

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции [24].

Подстанции оказывают негативные воздействия на окружающую среду, такие как:

- возможность утечки элегаза;
- загрязнение вод и почв трансформаторным маслом;
- влияние электромагнитных полей на человека;
- акустический шум.

Для минимизации вышеперечисленных воздействий применяют определённые меры.

Для улучшения экологической обстановки вблизи воздушных линий применяются стеклянные изоляторы со сниженным уровнем электромагнитных помех и с уплотнениями из кремнийорганической резины [24].

Для предотвращения гибели птиц в районах прохождения воздушных линий электропередачи следует устанавливать противоптичьих заградители на траверсах и тросостойках опор в местах массового расселения крупных птиц и на путях их миграции [24].

При проектировании новых ВЛ должны предусматриваться меры по предотвращению и уменьшению риска гибели птиц [24].

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ [24].

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой [24].

В районах Крайнего Севера в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по защите ягельников и мохорастительного слоя при прохождении по ним ВЛ [24].

При прохождении воздушной линии по участкам с вечномерзлым грунтом при рубке просек не следует производить корчевание пней и кустарников, нарушать дерновой слой [24].

7.2.2 Меры по обеспечению экологичности при производстве работ с трансформаторным маслом

При обслуживании трансформаторов должны быть обеспечены безопасные условия наблюдения за уровнем масла, газовым реле, а также условия для отбора проб масла. Осмотр высоко расположенных частей (3 м и более) работающих трансформаторов габарита IV и выше, проводят со стационарных лестниц с учетом требований безопасности. У трансформаторов с совтоловым наполнением обслуживающий персонал контролирует по мановакуумметру давление внутри бака и в случае повышении давления до 50 кПа (0,5 кгс/см²) принимает меры к снижению нагрузки. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора должен быть не ниже контрольных черт, соответствующих уровням масла в трансформаторе при температуре окружающей среды -45 °С, -15 °С, + 40 °С [11].

Персонал, обслуживающий трансформаторы, снабженные устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), обязан поддерживать соответствие между напряжением сети и напряжением, устанавливаемым на регулировочном ответвлении [11].

Включать переключающее устройство в работу разрешается при температуре верхних слоев масла – 20 °С и выше, а при наличии контактора (РПН), расположенного вне бака трансформатора -при температуре окружающей среды – 45 °С и выше.

Трансформаторы с естественным масляным и дутьевым охлаждением допускается включать в работу с полной нагрузкой с застывшим маслом при температуре не ниже – 40 °С. Если температура ниже – 40 °С, то нужно включить

трансформатор на нагрузку не более 50 % номинальной при температуре до -40°C , после чего нагрузку увеличить [11].

Осмотр трансформаторов (без отключения) проводят [11]:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом 1 раз в сутки;
- в установках без постоянного дежурного персонала - не реже одного раза в месяц;
- на трансформаторных пунктах не реже 1 раза в 6 месяцев.

Трансформатор должен быть выведен из работы при обнаружении:

- сильного неравномерного шума и потрескивания внутри трансформатора;
- ненормального и постоянно возрастающего нагрева трансформатора при нормальных нагрузке и охлаждении;
- выброса масла из расширителя или разрыва диафрагм выхлопной трубы;
- течи масла с понижением его уровня ниже уровня масломерного стекла.

7.2.3 Расчёт маслоприёмника трансформатора

Так как при проектировании линии 110 кВ Чугуевка - Каменка на ПС Каменка будет установлен силовой трансформатор ТДТН-25000/110 У1.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Исходные данные возьмем из каталога [12]:

- Длина, $A = 6900$ мм;
- Ширина, $B = 3760$ мм;
- Высота, $H = 5880$ мм;
- Масса трансформаторного масла в трансформаторе: $M = 18000$ кг.

В зависимости от массы трансформаторного масла в единице маслonaполненного оборудования, маслоприемники бывают [15]:

- без отвода масла (до 20 т);
- с отводом масла (свыше 20 т);

В нашем случае маслоприемник выполняется без отво дамасла, так как масса трансформаторного масла не превышает 20 тонн.

Площадь маслоприёмника, согласно [15], будет равна:

$$C = (A + 2\Delta), \quad (94)$$

$$D = (B + 2\Delta), \quad (95)$$

где A – длина трансформатора,

B – ширина трансформатора,

C – длина маслоприёмника,

D – ширина маслоприёмника,

Δ - величина на которую габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора. Зависит от массы трансформаторного масла.

При массе трансформаторного масла от 10-50 тон - Δ имеет значение не менее 1,5 м.

Тогда длина маслоприёмника:

$$C = (6,9 + 2 \cdot 1,5) = 9,9 \text{ м.}$$

Ширина маслоприёмника:

$$D = (3,7 + 2 \cdot 1,5) = 6,7 \text{ м.}$$

Площадь маслоприёмника:

$$S_{\text{мт}} = C \cdot D, \text{ м}^2; \quad (96)$$

$$S_{\text{мт}} = 9,9 \cdot 6,7 = 66,33 \text{ м}^2$$

Согласно источнику [15], дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м. Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта.

Высота маслоприёмника равна:

$$h_{МП} = h_3 + h_{ТМ} + h_B, \quad (97)$$

где $h_B = 0,075$ – высота воздушного зазора, м;

$h_3 = 0,25$ – толщина засыпки, м;

$h_{ТМ}$ – высота слоя трансформаторного масла, м.

Объём трансформаторного масла:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}}, \quad (98)$$

где ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла ($\rho_{mm} = 895 \text{ кг/м}^3$)

$$V_{mm} = \frac{18000}{895} = 20,1 \text{ м}^3$$

Найдем высоту слоя трансформаторного масла:

$$h_{mm} = \frac{V_{mm}}{S_{mm}}, \quad (99)$$

$$h_{mm} = \frac{20,1}{66,33} = 0,3 \text{ м}$$

Тогда высота маслоприёмника рассчитаем по формуле (97):

$$h_{МП} = 0,075 + 0,25 + 0,3 = 0,625 \text{ м.}$$

Объём маслоприёмника:

$$V_{МП} = S_{МП} \cdot h_{МП}; \quad (100)$$

$$V_{МП} = 66,3 \cdot 0,625 = 41,44 \text{ м}^3.$$

Из расчётов видно, что объём маслоприёмника рассчитан на одновременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор. Это полностью соответствует требованиям [15].

7.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия [19].

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м³ хранится в двух резервуарах емкостью 100 м³.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприём-

ная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформаторов или трансформаторов, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасному классу В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ подстанция Чугуевка - подстанция Каменка» были решены основные задачи необходимые для проектирования новой воздушной линии.

Был произведен расчет токов короткого замыкания, для подключения к новой ВЛ реконструировано РУ ВН 110 кВ ПС Чугуевка, все оборудование отвечает климато-географическим условиям и обладает высоким запасом прочности к воздействию КЗ.

Для проектирования релейной защиты и автоматики новой линии были выбраны микропроцессорные устройства релейной защиты на базе терминала ШЭ2607 021 производства ЭКРА, произведен расчет уставок защит линии и автоматики.

Также в выпускной квалификационной работе был произведен выбор сечения провода с точки зрения экономической части и произведено обоснование этого выбора, вдобавок рассмотрены вопросы безопасности и экологичности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. - Екатеринбург : Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. - 52 с.

2 Выбор нелинейных ограничителей напряжения для установки в сетях 110-750 кВ [Электронный ресурс]. URL: <http://www.positron.ru/> (дата обращения 17.06.16).

3 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.016-2008 Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ.

4 Рожкова Л.Д., Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 648 с.

5 Дьяков А.Ф., Платонов В.В. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие.- М.: Издательство МЭИ, 2006.- 248с

6 СНиП 2.07.01-89* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений.

7 Федоров В.А. Библия релейной защиты и автоматики / В.А. Федоров - Н.: Издательство Новосибирский институт, 2004. - 278 с.

8 Влияние воздушных линий на окружающую среду [Электронный ресурс]. URL: <http://pue8.ru/ekologiya/> (дата обращения 29.04.2018)

9 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. - Благовещенск: Изд-во АмГУ. 2013.

10 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд., - Изд-во БХВ - Петербург. 2013. - 608 с

- 11 Меры безопасности при обслуживании трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <https://studopedia.ru/> (дата обращения 30.04.2018)
- 12 Трансформатор силовой ТДТН-25000/110 У1 [Электронный ресурс]. URL: <http://www.rosenergoholding.ru/catalog/> (дата обращения: 30.04.2018)
- 13 Рубинчик, В.А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 120 с.
- 14 Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика : учебно–методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв – М. : Амурский гос. ун-т. – Благовещенск, 2008. – 31с.
- 15 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 118 с.
- 16 Инструкция по выбору изоляции электроустановок. РД 34.51.101-90. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 17 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 18 Рокотян, С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Рокотяна, С.С., Шапиро И.М. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 352 с.
- 19 Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 2015.
- 20 Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607 021021, ШЭ2607 021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.049 РЭ.
- 21 Справочник по проектированию электрических сетей под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
- 22 СТО 56947007-29.120.70.200-2015 Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматике производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE multilin» и «ALSTOM Grid»/«AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110 - 330 кВ, ОАО «ФСК ЕЭС».

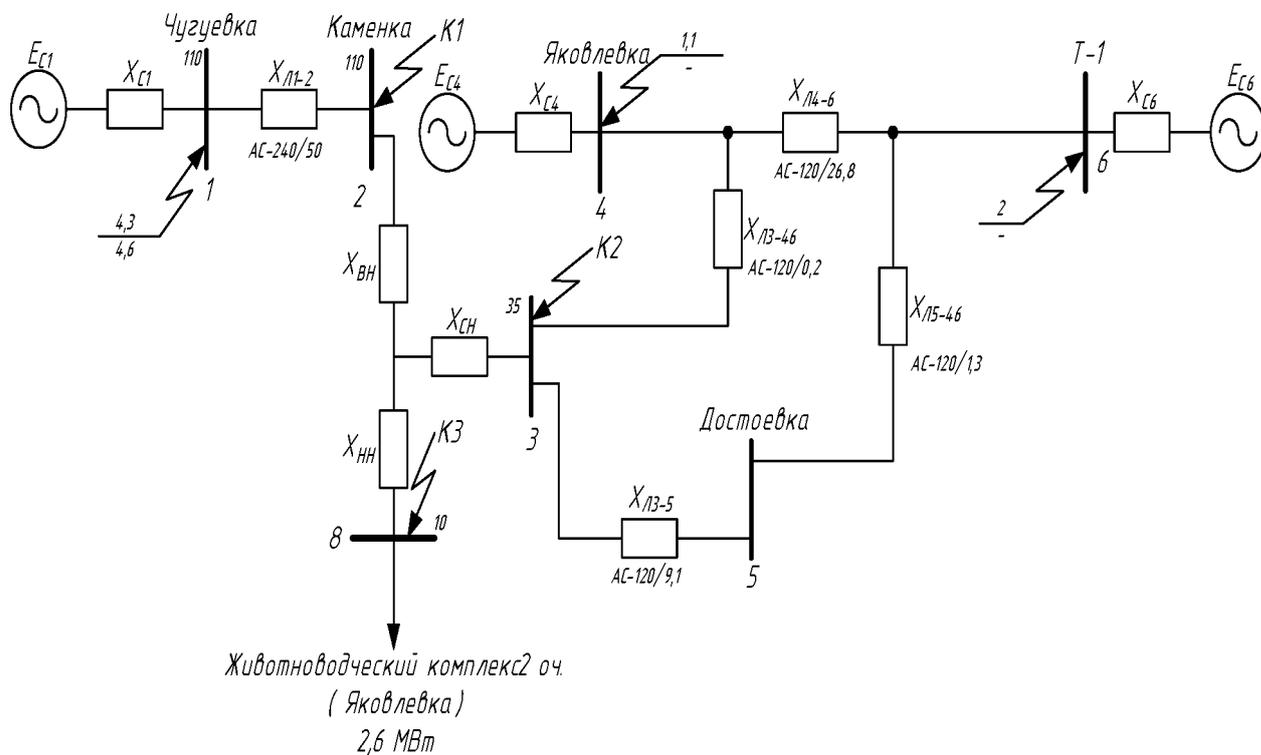
23 Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения.--М.:Энергоиздат, 1981.-- 328 с.

24 СТО ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007- 29.240.037-2010 Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании.

25 Энциклопедия релейной защиты, системной и противоаварийной автоматики [Электронный ресурс] URL: <http://wiki-rza.ru/> (дата обращения 19.05.2018)

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

Схема замещения:



Исходные данные:

$$X_{0AC120} := 0.414 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$r_{0AC120} := 0.244 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$P := 2.6 \text{ МВт}$$

$$U_B := 110 \text{ кВ}$$

$$U_C := 35 \text{ кВ}$$

$$X_{0AC240} := 0.405 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$r_{0AC240} := 0.118 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_{0AC240} := 2.81 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$I_{K3.4} := 1.1 \text{ кА}$$

$$I_{K3.6} := 2 \text{ кА}$$

$$l_{12} := 50 \text{ км}$$

$$l_{3.46} := 0.2 \text{ км}$$

$$l_{35} := 9.1 \text{ км}$$

$$l_{5.46} := 1.3 \text{ км}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

$$l_{46} := 26.8 \quad \text{км}$$

$$I_{КЗ.1} := 4.3 \quad \text{кА}$$

$$X_{Т.ВН} := 225.7 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Т.СН} := 0 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Т.НН} := 131.2 \quad \text{Ом}$$

$$I_{КЗ.10} := 4.6 \quad \text{кА}$$

Суммарное сопротивление ВЛ:

Для участка линии 1-2:

$$R_{Л12} := r_{0AC240} \cdot l_{12} = 5.9 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Л12} := X_{0AC240} \cdot l_{12} = 20.25 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{Л12} := \sqrt{R_{Л12}^2 + X_{Л12}^2} = 21.092 \quad \text{Ом}$$

Для участка линии 3-46

$$R_{Л3.46} := r_{0AC120} \cdot l_{3.46} = 0.049 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Л3.46} := X_{0AC120} \cdot l_{3.46} = 0.083 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{Л4.46} := \sqrt{R_{Л3.46}^2 + X_{Л3.46}^2} = 0.096 \quad \text{Ом}$$

Для участка линии 3-5:

$$R_{Л35} := r_{0AC120} \cdot l_{35} = 2.22 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Л35} := X_{0AC120} \cdot l_{35} = 3.767 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{Л35} := \sqrt{R_{Л35}^2 + X_{Л35}^2} = 4.373 \quad \text{Ом}$$

Для участка линии 4-6:

$$R_{Л.46} := r_{0AC120} \cdot l_{46} = 6.539 \quad \text{Ом}$$

$$X_{Л.46} := X_{0AC120} \cdot l_{46} = 11.095 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{Л.46} := \sqrt{R_{Л.46}^2 + X_{Л.46}^2} = 12.879$$

Для участка линии 5-46:

$$R_{Л5.46} := r_{0AC120} \cdot l_{5.46} = 0.317 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

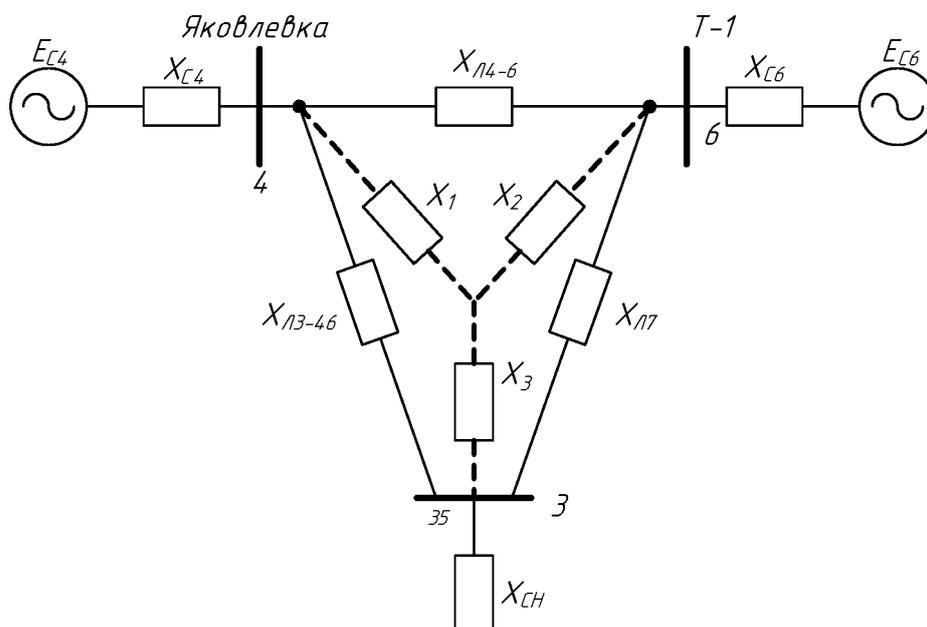
$$X_{Л15.46} := X_{0AC120} \cdot I_{5.46} = 0.538 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{Л15.46} := \sqrt{R_{Л15.46}^2 + X_{Л15.46}^2} = 0.625 \quad \text{Ом}$$

Расчёт токов трёхфазного КЗ:

Расчёт для точки К2:

Преобразование 1:



$$X_{C4} := \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.4}} = 18.37 \quad \text{oe}$$

$$X_{C6} := \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.6}} = 10.104 \quad \text{oe}$$

$$X_{Л17} := X_{Л15.46} + X_{Л135} = 4.306 \quad \text{oe}$$

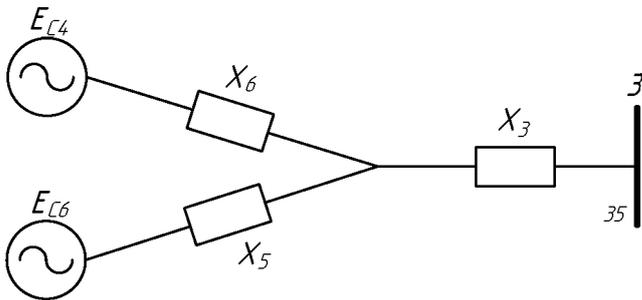
$$X_1 := \frac{X_{Л3.46} \cdot X_{Л46}}{X_{Л3.46} + X_{Л46} + X_{Л17}} = 0.059 \quad \text{oe}$$

$$X_2 := \frac{X_{Л17} \cdot X_{Л46}}{X_{Л3.46} + X_{Л46} + X_{Л17}} = 3.085 \quad \text{oe}$$

$$X_3 := \frac{X_{Л17} \cdot X_{Л3.46}}{X_{Л3.46} + X_{Л46} + X_{Л17}} = 0.023 \quad \text{oe}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

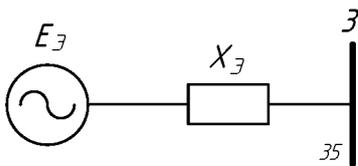
Преобразование 2:



$$X_6 := X_{C4} + X_1 = 18.43 \text{ ое}$$

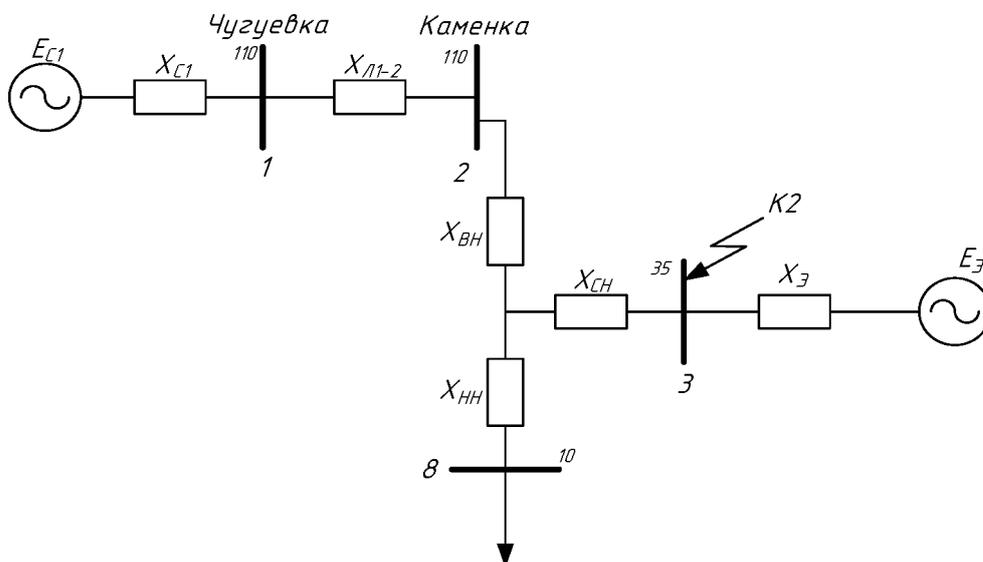
$$X_5 := X_{C6} + X_2 = 13.189 \text{ ое}$$

Преобразование 3:



$$X_Э := \left(\frac{X_6 \cdot X_5}{X_6 + X_5} \right) + X_3 = 7.71 \text{ ое}$$

Преобразование 4:



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

$$S_{\text{баз}} := 100 \text{ МВА}$$

$$S_{\text{Н}} := 25 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{К\%BC}} := 10.5$$

$$U_{\text{К\%BH}} := 17.5$$

$$U_{\text{К\%CH}} := 6.5$$

$$U_{\text{KB}} := 0.5 \cdot (U_{\text{К\%BC}} + U_{\text{К\%BH}} - U_{\text{К\%CH}}) = 10.75$$

$$U_{\text{KH}} := 0.5 \cdot (U_{\text{К\%BH}} + U_{\text{К\%CH}} - U_{\text{К\%BC}}) = 6.75$$

$$U_{\text{КС}} := 0$$

$$X_{\text{B}} := \frac{U_{\text{KB}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{Н}}} = 0.43 \text{ ое}$$

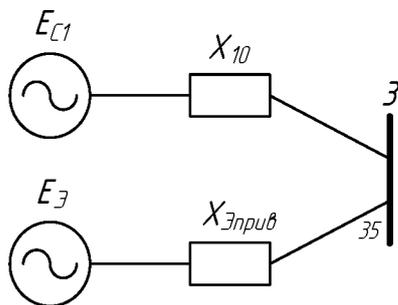
$$X_{\text{H}} := \frac{U_{\text{KH}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{Н}}} = 0.27 \text{ ое}$$

$$X_{\text{C1}} := \frac{U_{\text{B}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.1}}} = 14.769 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{C1}} := X_{\text{C1}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0.07 \text{ ое}$$

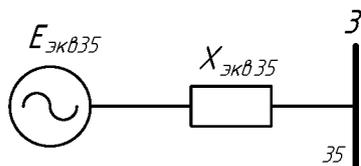
$$X_{\text{Л.12}} := X_{\text{Л12}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0.097 \text{ ое}$$

$$X_{\text{Э.прив}} := X_{\text{Э}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 35^2} = 0.363 \text{ ое}$$



$$X_{10} := X_{\text{C1}} + X_{\text{Л.12}} + X_{\text{B}} + 0 = 0.597$$

Преобразование 5:



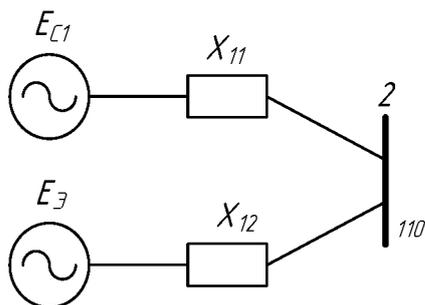
$$X_{ЭКВ35} := \frac{X_{10} \cdot X_{Э.прив}}{X_{10} + X_{Э.прив}} = 0.226$$

$$I_{КЗ.К2} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{ЭКВ35}} = 2.556 \text{ ое}$$

$$I_{баз} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1.65$$

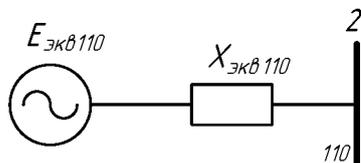
$$I_{Р.КЗ.К2} := I_{КЗ.К2} \cdot I_{баз} = 4.216 \text{ кА}$$

Расчёт для точки К1:



$$X_{11} := X_{C1} + X_{Л.12} = 0.167 \text{ ое}$$

$$X_{12} := X_{В} + X_{Э.прив} = 0.793 \text{ ое}$$



$$X_{ЭКВ110} := \frac{X_{11} \cdot X_{12}}{X_{11} + X_{12}} = 0.138 \text{ ое}$$

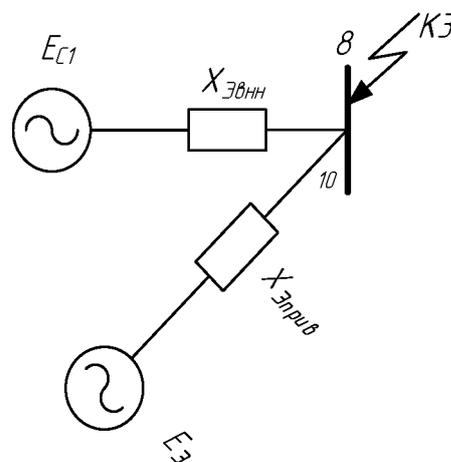
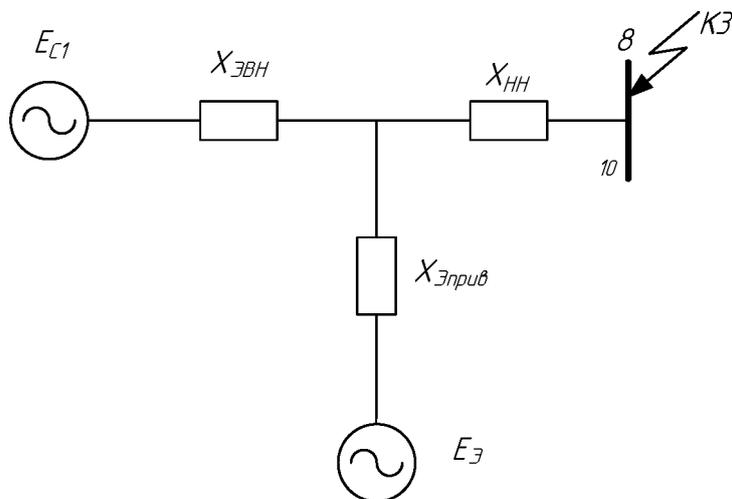
$$I_{КЗ.К1} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{ЭКВ110}} = 4.183 \text{ ое}$$

$$I_{баз110} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.525$$

$$I_{Р.КЗ.К1} := I_{КЗ.К1} \cdot I_{баз110} = 2.195 \text{ кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

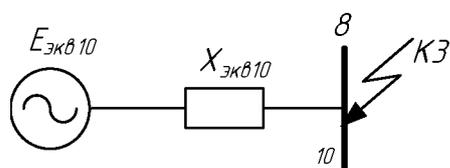
Расчёт для точки КЗ:



$$X_{ЭВН} := X_{C1} + X_{Л12} + X_B = 0.597 \quad \text{оe}$$

$$X_{Э.прив} = 0.363 \quad \text{оe}$$

$$X_{ЭВНН} := X_{ЭВН} + X_{НН} = 0.867 \quad \text{оe}$$



$$X_{Экв10} := \frac{X_{ЭВНН} \cdot X_{Э.прив}}{X_{ЭВНН} + X_{Э.прив}} = 0.256 \quad \text{оe}$$

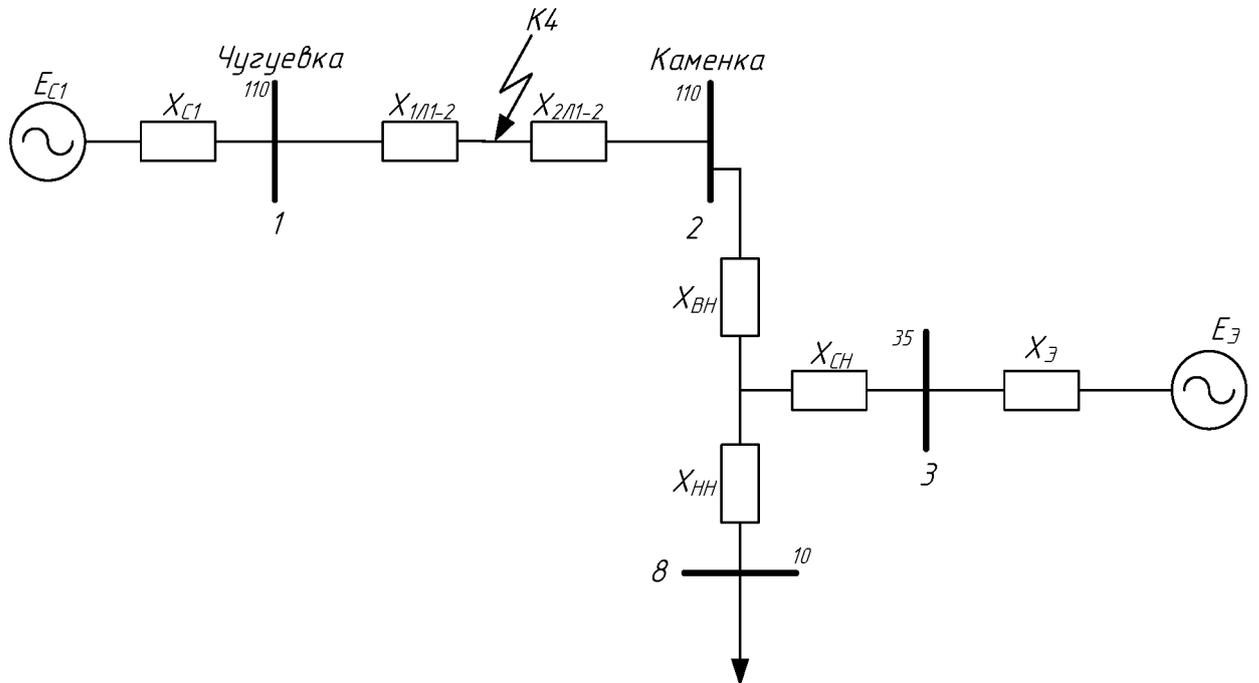
$$I_{КЗ.КЗ} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{Экв10}} = 2.255 \quad \text{оe}$$

$$I_{баз10} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5.774 \quad \text{кА}$$

$$I_{P.КЗ.КЗ} := I_{КЗ.КЗ} \cdot I_{баз10} = 13.017 \quad \text{кА}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
 Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

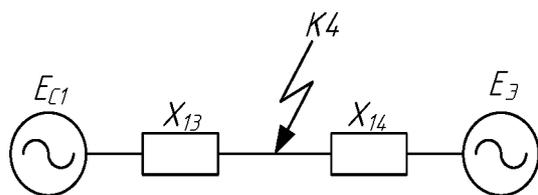
Расчёт для точки К4:



$$X_{1Л12} := \frac{X_{Л12}}{2} = 0.048 \text{ ое}$$

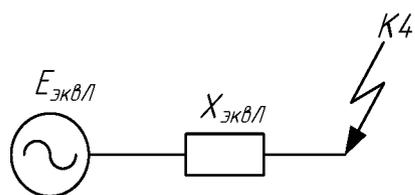
$$X_{2Л12} := \frac{X_{Л12}}{2} = 0.048 \text{ ое}$$

$$X_{Л.12} = 0.097 \text{ ое}$$



$$X_{13} := X_{C1} + X_{Л12} = 0.119 \text{ ое}$$

$$X_{14} := X_{Э.прив} + X_{В} + X_{2Л12} = 0.842 \text{ ое}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

$$X_{\text{эквл}} := \frac{X_{13} \cdot X_{14}}{X_{13} + X_{14}} = 0.104 \quad \text{оe}$$

$$I_{\text{КЗ.К4}} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{эквл}}} = 5.546 \quad \text{оe}$$

$$I_{\text{баз110}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.525 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{Р.КЗ.К4}} := I_{\text{КЗ.К4}} \cdot I_{\text{баз110}} = 2.911 \quad \text{кА}$$

Расчёт токов двухфазного КЗ:

Зная токи трёхфазного КЗ, можно найти токи двухфазного КЗ:

Для точки К1:

$$I_{\text{Р.К2.К1}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Р.КЗ.К1}} = 1.901 \quad \text{кА}$$

Для точки К2:

$$I_{\text{Р.К2.К2}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Р.КЗ.К2}} = 3.651 \quad \text{кА}$$

Для точки К3:

$$I_{\text{Р.К2.К3}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Р.КЗ.К3}} = 11.273 \quad \text{кА}$$

Для точки К4:

$$I_{\text{Р.К2.К4}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Р.КЗ.К4}} = 2.521 \quad \text{кА}$$

Для расчёта однофазного КЗ, необходимо найти емкостное сопротивление:

$$B_{\text{Л}} := b_{0\text{AC240}} \cdot l_{12} = 0.014$$

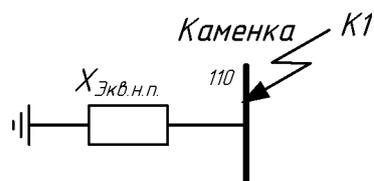
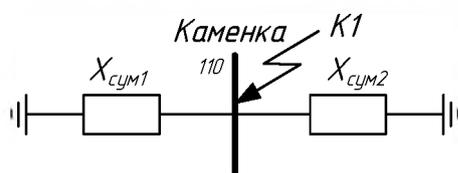
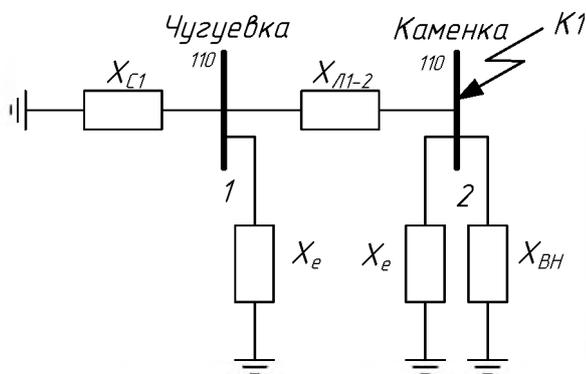
$$X_{\text{е}} := \frac{2}{B_{\text{Л}}} = 142.349 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{е.баз}} := X_{\text{е}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0.679 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{С10}} := \frac{U_{\text{В}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ.10}}} = 13.806 \quad \text{Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

$$X_{C10Б} := X_{C10} \cdot \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot 110^2} = 0.066 \quad \text{оe}$$



С учёта ёмкостного тока:

$$X_{сум1} := \frac{[(X_{C10Б} + 3X_{Л12}) \cdot X_{e.баз}]}{[(X_{C10Б} + 3X_{Л12}) + X_{e.баз}]} = 0.572 \quad \text{оe}$$

$$X_{сум2} := \frac{(X_{e.баз} \cdot X_B)}{(X_{e.баз} + X_B)} = 0.263 \quad \text{оe}$$

$$X_{Экв.н.п.} := \frac{X_{сум1} \cdot X_{сум2}}{X_{сум1} + X_{сум2}} = 0.189 \quad \text{оe}$$

$$I_{КЗ.К10} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{Экв.н.п.}} = 3.052 \quad \text{оe}$$

$$I_{баз110} := \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.525 \quad \text{кА}$$

$$I_{р.КЗ.К10} := I_{КЗ.К10} \cdot I_{баз110} = 1.602 \quad \text{кА}$$

Без учёта ёмкостного тока:

$$X_{сум1} := X_{C10Б} + 3X_{Л12} = 60.816 \quad \text{оe}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А
Расчёт параметров схемы замещения и токов КЗ

$$X_{\text{СУМ2}} := X_B = 0.43 \quad \text{oe}$$

$$X_{\text{ЭКВ.Н.П.}} := \frac{X_{\text{СУМ1}} \cdot X_{\text{СУМ2}}}{X_{\text{СУМ1}} + X_{\text{СУМ2}}} = 0.427 \quad \text{oe}$$

$$I_{\text{КЗ.К10Б}} := \frac{1}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ЭКВ.Н.П.}}} = 1.352 \quad \text{oe}$$

$$I_{\text{баз110}} := \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.525 \quad \text{кА}$$

$$I_{\text{Р.КЗ.К10Б}} := I_{\text{КЗ.К10Б}} \cdot I_{\text{баз110}} = 0.71 \quad \text{кА}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчет уставок релейной защиты

Терминал ШЭ2607 021021

Первый комплект защит

ДЗ

1. Выбор уставки X1

$$l := 50 \text{ км}$$

$$X_0 := 0.435 \text{ Ом/м}$$

$$X_{л} := X_0 \cdot l = 21.75 \text{ Ом}$$

$$X1_{\text{расч.экв}} := X_{л} = 21.75 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{отс}} := 0.85$$

$$X1 := K_{\text{отс}} \cdot X1_{\text{расч.экв}} = 18.488 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{тт}} := \frac{300}{5} \quad K_{\text{тн}} := \frac{110000}{100}$$

$$X1_{\text{втор}} := X1 \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 1.008 \text{ Ом}$$

$$X_{I_ст} := 0.1 \text{ Ом}$$

2. Выбор уставки R1

$$U_{\text{дуги}} := 2500 \text{ В}$$

$$l := 10 \text{ м}$$

$$I := 1901 \text{ А}$$

$$R_{\text{дуги.расч}} := U_{\text{дуги}} \cdot \frac{1}{I} \cdot \frac{K_{\text{тт}}}{K_{\text{тн}}} = 0.717 \text{ Ом}$$

$$R1_{\text{втор}} := 0.6 \cdot R_{\text{дуги.расч}} = 0.43 \text{ Ом}$$

$$R1_{\text{втор}} := \frac{X1_{\text{втор}}}{2} = 0.504 \text{ Ом}$$

$$R_{I_ст} := 0.5 \text{ Ом}$$

3. Выдержка времени срабатывания первой ступени

$$T_{\text{ср}} := 0 \text{ с}$$

$$t_{\text{ср}_{I_ст}} := 0 \text{ с}$$

4. Выбор уставки X2

$$X_{т} := 253.2 \text{ Ом}$$

$$X2_{\text{расч.экв}} := X_{л} + X_{т} = 274.95 \text{ Ом}$$

$$X2 := K_{\text{отс}} \cdot X2_{\text{расч.экв}} = 233.707 \text{ Ом}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

$$X2_{\text{втор}} := X2 \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 12.748 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{II ст}} := 13 \quad \text{Ом}$$

5. Выбор уставки R2

$$R2_{\text{втор}} := \frac{X2_{\text{втор}}}{2} = 6.374 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{II ст}} := 7 \quad \text{Ом}$$

6. Выдержка времени срабатывания второй ступени

$$T_{\text{ср}} := 0.05 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ср II ст}} := 0.05 \quad \text{с}$$

4. Выбор уставки X3

$$X3_{\text{расч.экв}} := X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} = 274.95 \quad \text{Ом}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.2$$

$$X3 := K_{\text{отс}} \cdot X3_{\text{расч.экв}} = 329.94 \quad \text{Ом}$$

$$X3_{\text{втор}} := X3 \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 17.997 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{III ст}} := 18 \quad \text{Ом}$$

5. Выбор уставки R3

$$I := 1000 \quad \text{А}$$

$$R_{\text{дуги расч}} := U_{\text{дуги}} \cdot \frac{1}{I} = 25 \quad \text{Ом}$$

$$R3_{\text{втор}} := \left(X_{\text{Л}} + X_{\text{Т}} + 1.2 \cdot R_{\text{дуги расч}} \right) \cdot \frac{K_{\text{ТГ}}}{K_{\text{ТН}}} = 16.634 \quad \text{Ом}$$

$$R_{\text{III ст}} := 17 \quad \text{Ом}$$

6. Выдержка времени срабатывания третьей ступени

$$t_{\text{ср III ст}} := 0.1 \quad \text{с}$$

МТО

$$I_{\text{раб.макс}} := 510$$

$$K_{\text{отс}} := 1.1$$

$$K_{\text{В}} := 0.95$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

$$K_{\text{сам}} := 1.5$$

1. Отстройка от максимального тока нагрузки линии

$$I_{\text{н.макс}} := K_{\text{сам}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = 765$$

$$I'_{\text{сз}} := \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{е}}} \cdot I_{\text{н.макс}} = 885.789$$

2. Отстройка от максимального тока при трехфазных и однофазных КЗ на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии

$$I_{\text{кз1.3ф}} := 2195$$

$$K_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I''_{\text{сз}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз1.3ф}} = 2.634 \times 10^3$$

3. Отстройка от максимального тока при трехфазных КЗ и замыканиях на землю на сторонах НН и СН Тр-ров, присоединенных на всех ответвлениях защищаемой линии или на шинах ПС противоположного конца защищаемой линии

$$I_{\text{кз}} := 1537$$

$$K_{\text{отс}} := 1.2$$

$$I'''_{\text{сз}} := K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} = 1.844 \times 10^3$$

4. Обеспечение чувствительности при междуфазном КЗ в начале защищаемой линии в минимальном режиме работы сети

$$I_{\text{кзч.2ф}} := 3720$$

$$I_{\text{сз.макс}} := I''_{\text{сз}}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{кзч.2ф}}}{I_{\text{сз.макс}}} = 1.412$$

$$K_{\text{ч}} > 1.2 = 1$$

ТЗНП

1. Выбор уставок срабатывания первой ступени

$$I_{\text{кз1}} := 2195 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{отс}} := 1.25$$

$$K_{\text{пер}} := 2$$

$$K_{\text{нб}} := 0.05$$

$$I_0 := \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}}}{K_{\text{тт}}} = 4.573 \quad \text{А}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

$$I_0 := 5 \quad \text{А}$$

$$I_{0\text{расч}} := 782 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{мв}} := \frac{I_{0\text{расч}}}{K_{\text{тт}} \cdot I_0} = 2.607$$

$$K_{\text{ч}} > 1.3 = 1$$

$$I_{\text{ср_РТ_I_ст}} := 0.7 \cdot I_{\text{НОМ}}$$

$$TЗI0 := 0 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ср_I_ст}} := 0 \quad \text{с}$$

2. Выбор уставок срабатывания второй ступени

$$K_{\text{пер}} := 1.5$$

$$I_0 := \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}}}{K_{\text{тт}}} = 3.43 \quad \text{А}$$

$$I_0 := 4 \quad \text{А}$$

$$I_{0\text{МИН}} := 1814 \quad \text{А}$$

$$K_{\text{мв}} := \frac{I_{0\text{МИН}}}{K_{\text{тт}} \cdot I_0} = 7.558$$

$$K_{\text{ч}} > 1.5 = 1$$

$$I_{\text{ср_РТ_II_ст}} := 0.5 \cdot I_{\text{НОМ}}$$

$$\Delta t := 0.3 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ВВ}} := 0.02 \quad \text{с}$$

$$TЗI0 := t_{\text{ср_I_ст}} + \Delta t + t_{\text{ВВ}} = 0.32 \quad \text{с}$$

$$t_{\text{ср_II_ст}} := 0 \quad \text{с}$$

3. Выбор уставок срабатывания третьей ступени

Третья ступень ТЗНП для данной ВЛ отстраивается от броска тока намагничивания.

$$S_{\text{ТР}} := 25 \cdot 10^6 \quad \text{ВА}$$

$$U_{\text{НОМ.ТР}} := 110000 \quad \text{В}$$

$$I_{\text{НОМ.ТР}} := \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ТР}}} = 131.216 \quad \text{А}$$

$$I_{\text{БТН}} := 6 \cdot I_{\text{НОМ.ТР}} = 787.296 \quad \text{А}$$

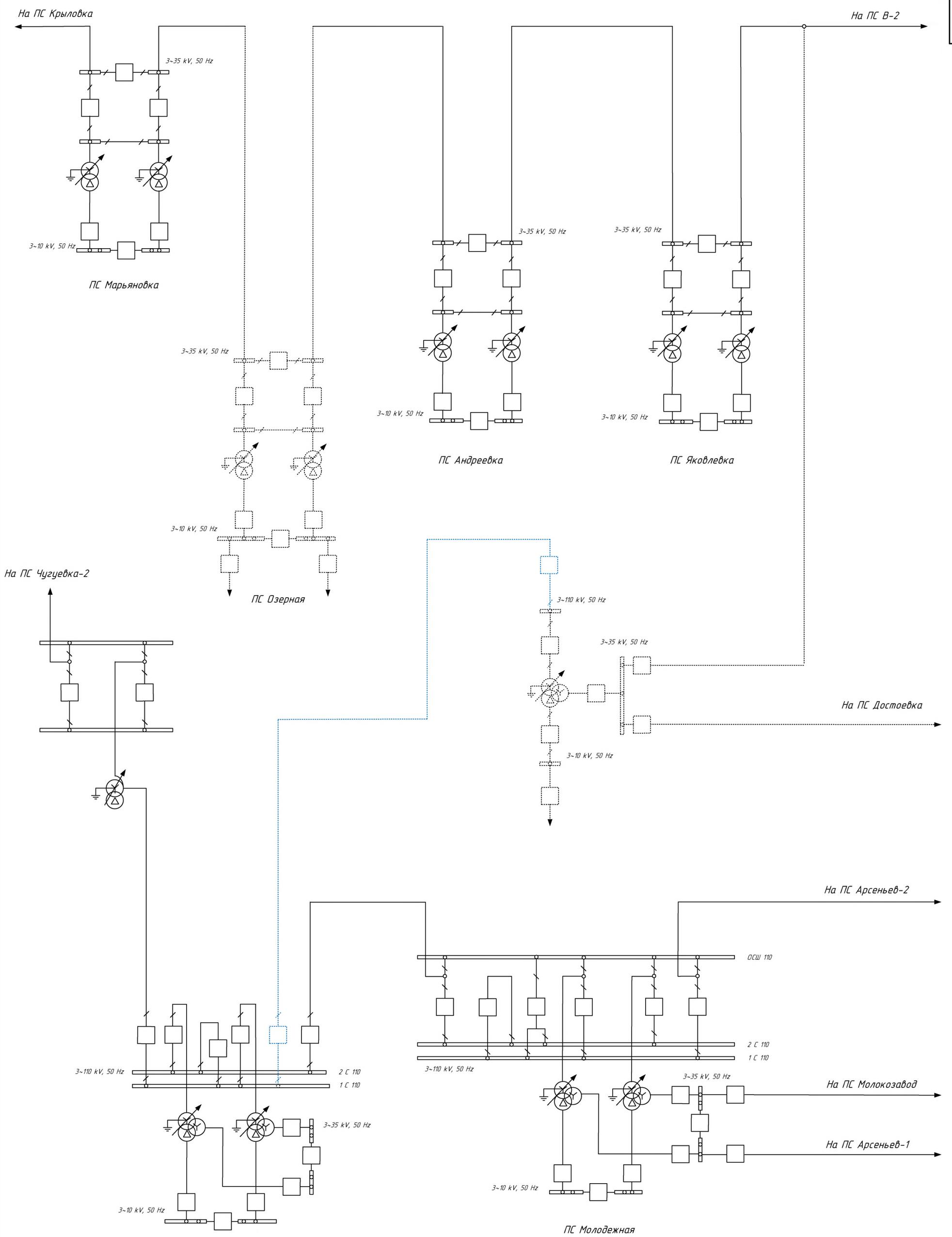
$$k_{\text{отс}} := 1.1$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Расчет уставок релейной защиты

$$I_{C.3.3} := \frac{(k_{OTC} \cdot I_{БТН})}{K_{ТТ}} = 14.434 \quad \text{А}$$

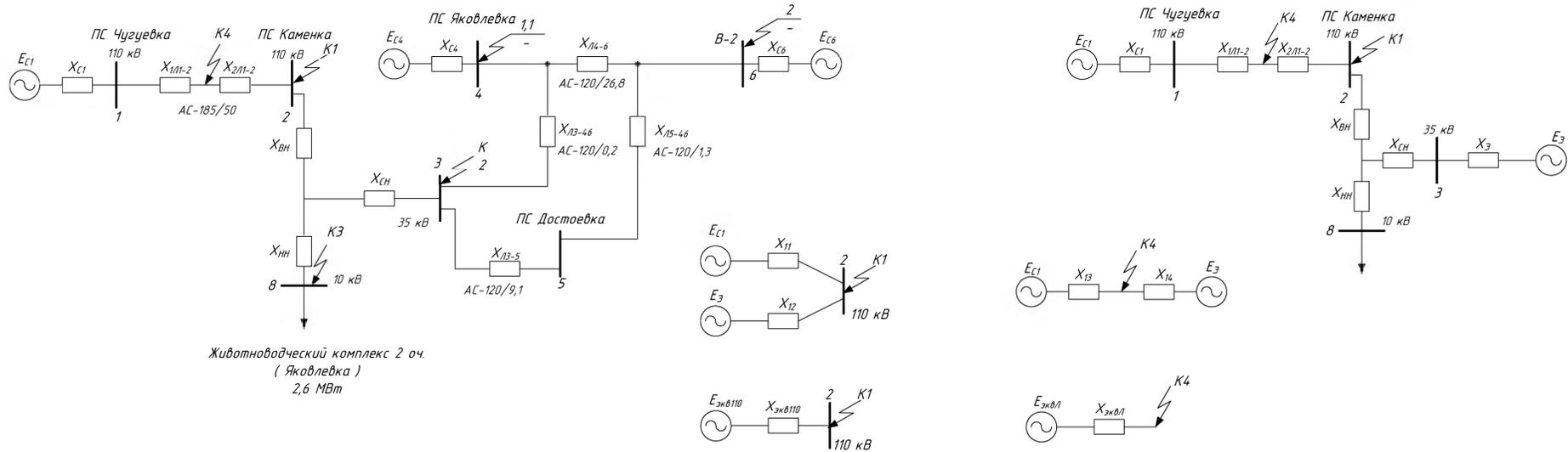
$$K_{ч.Ш} := \frac{I_0}{I_{C.3.3}} = 0.277$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 1,2



				ВКР.14.4.120.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Однолинейная схема	Литер	Масштаб
Разраб.	Шмелев Е.Д.					д	
Провер.	Козлов А.Н.					Лист 1	Листов 6
Т. контр.						АМГУ	
Рецензент						Кафедра Энергетики	
Н. контр.	Козлов А.Н.				Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжения 110 кВ подстанции Чугуевка - подстанция Каневка		
Утв.							

СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ УЧАСТКА СЕТИ



Животноводческий комплекс 2 оч.
(Яковлевка)
2,6 МВт

ПАРАМЕТРЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Участок цепи	Длина линии, км	Сопротивление, Ом	Марка провода
1-2	50	20,25	АС-185/29
3-5	9,1	3,767	АС-120
4-6	26,8	11,095	АС-120
3-4.6	0,2	0,083	АС-120
5-4.6	1,3	0,538	АС-120

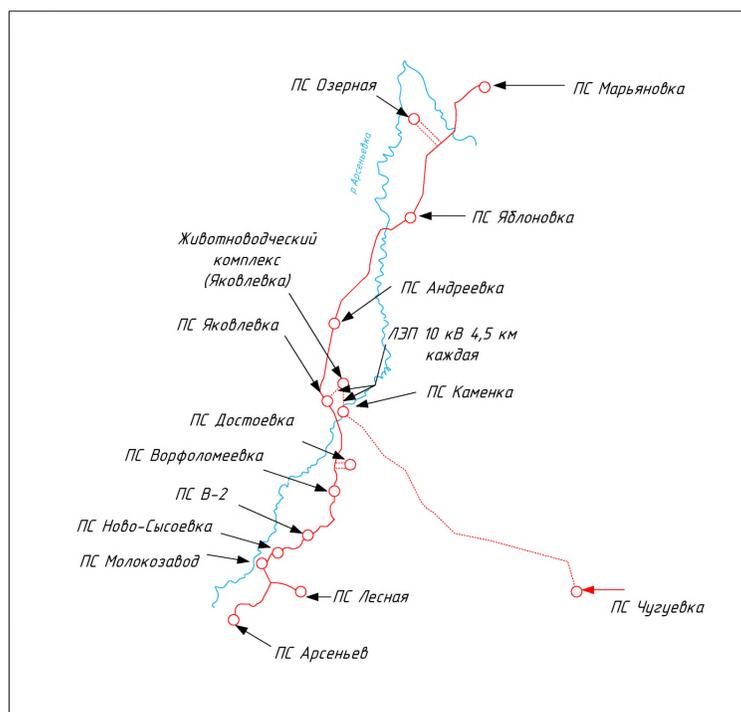
КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ	ПОКАЗАТЕЛИ
Район по гололеду	IV
Район по ветру	VI
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	25
Нормативный скоростной напор ветра, Па	1250
Интенсивность пляски проводов	Умеренная
Степень загрязнения атмосферы	II
Температура воздуха:	
Среднегодовая, С°	-1
Минимальная	-48
Максимальная	+41

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ТОКОВ КЗ

Точка короткого замыкания	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$I_{кз}^{(2)}$, кА
Точка К1	2,195	1,901
Точка К2	4,216	3,651
Точка К3	13,017	11,273
Точка К4	2,911	2,521

ГЕОГРАФИЧЕСКОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ ПОДСТАНЦИЙ

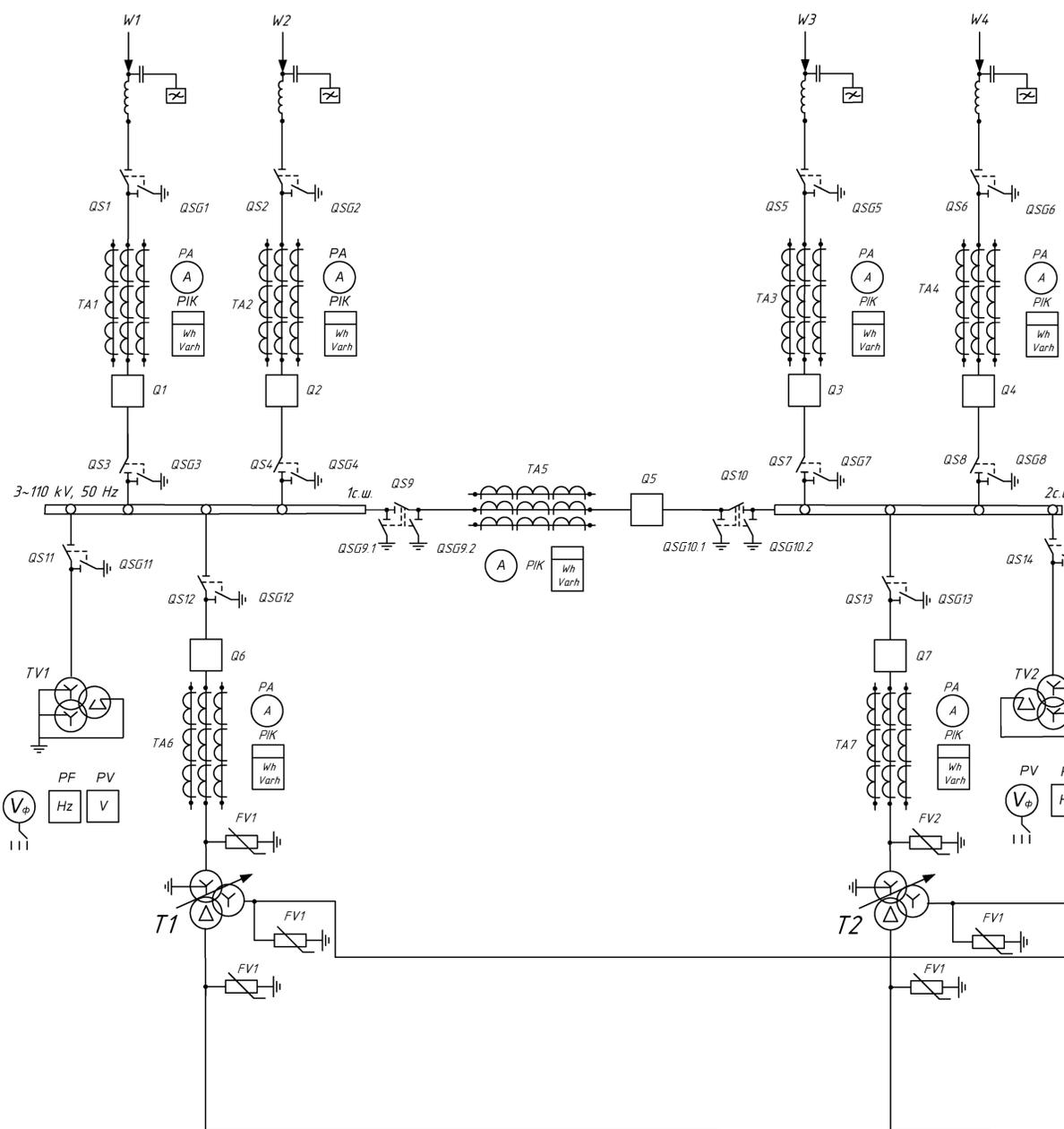


ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОВОДА АС-185/29

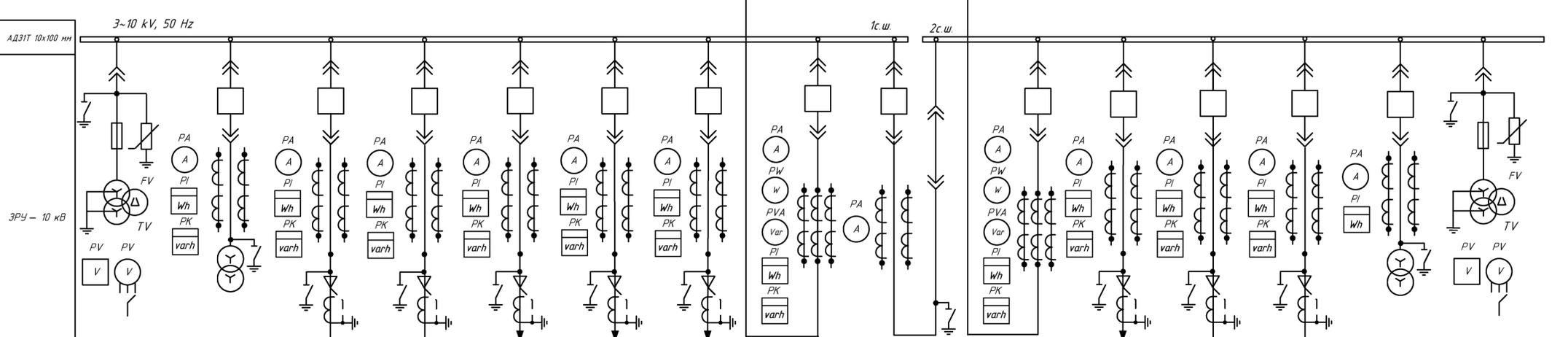
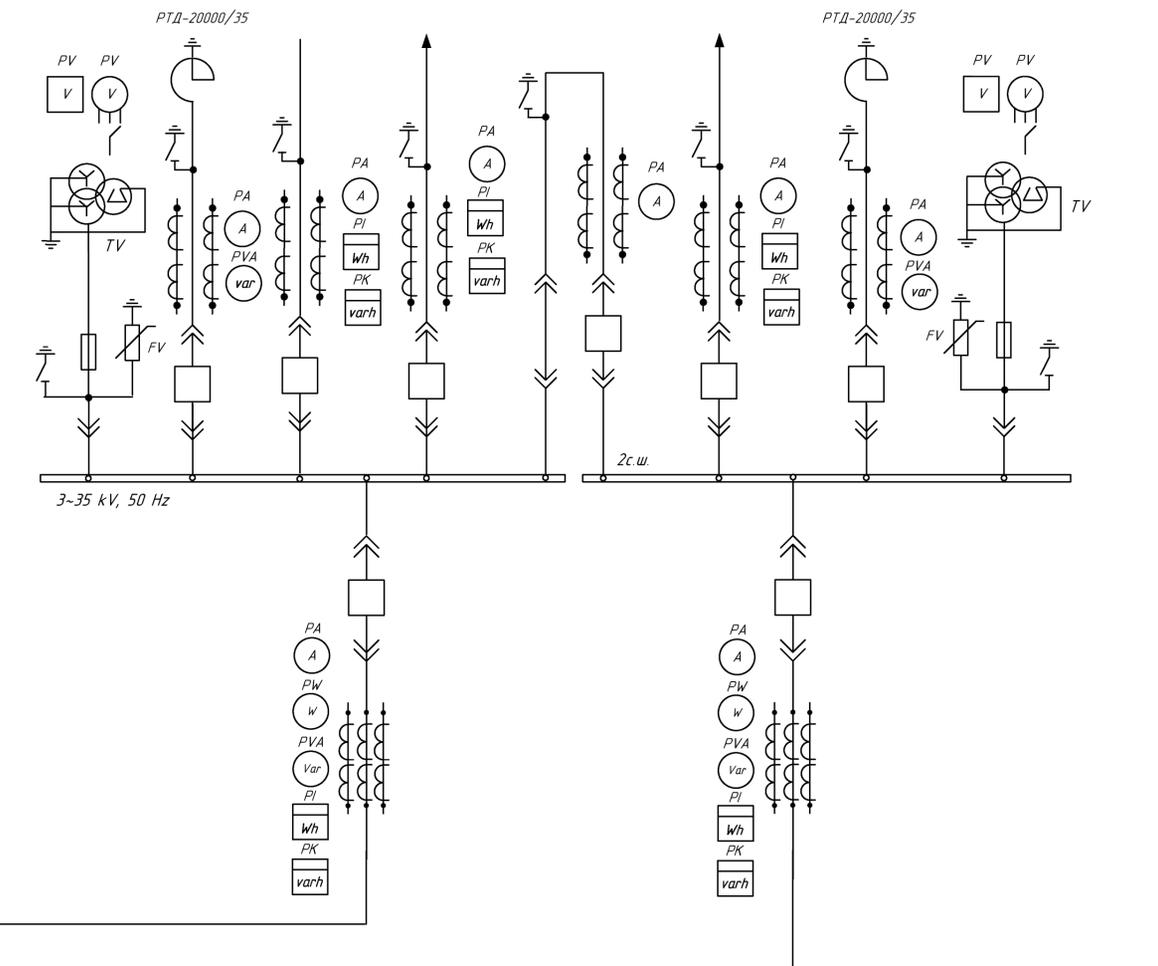
Наименование характеристики	Ед. изм.	Значение
Диапазон температур эксплуатации	С°	от -60 до +90
Расчетная масса провода	кг/км	728
Наружный диаметр	мм	18,8
Площадь сечения алюминиевой части	мм ²	181,34
Площадь сечения стальной части	мм ²	29,08
Допустимый ток	А	510
Максимальное напряжение для наибольшей нагрузки	даН/мм ²	13,5
Модуль упругости E	даН/мм ²	8250
Срок службы	лет	45

				ВКР.14.4.120.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Схема замещения и результаты токов КЗ	Литер	Масштаб
Разраб.	Шмелев Е.Д.					д	
Провер.	Козлов А.Н.					Лист 2	Листов 6
Т. контр.							
Рецензент							
Н. контр.	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра Энергетики		
Утв.					Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжения 110 кВ подстанция Чугуевка - подстанция Каменка		

Высокочастотный заградитель ВЗ-1250-0,5У1
Разъединитель РГ-110-1000/УХЛ1
Трансформатор тока ТГФ-110-1
Выключатель ВГТ-110-УХЛ1
Разъединитель РГ-110-1000/УХЛ1
Трансформатор тока ТГФ-110-1
Выключатель ВГТ-110-УХЛ1
Разъединитель РГ-110-1000/УХЛ1
Разъединитель РГ-110-1000/УХЛ1
Выключатель ВГТ-110-УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ 110
Трансформатор тока ТГФ-110-1
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110
Трансформатор ТДНТ-10000/115/35/11
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-35
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-10



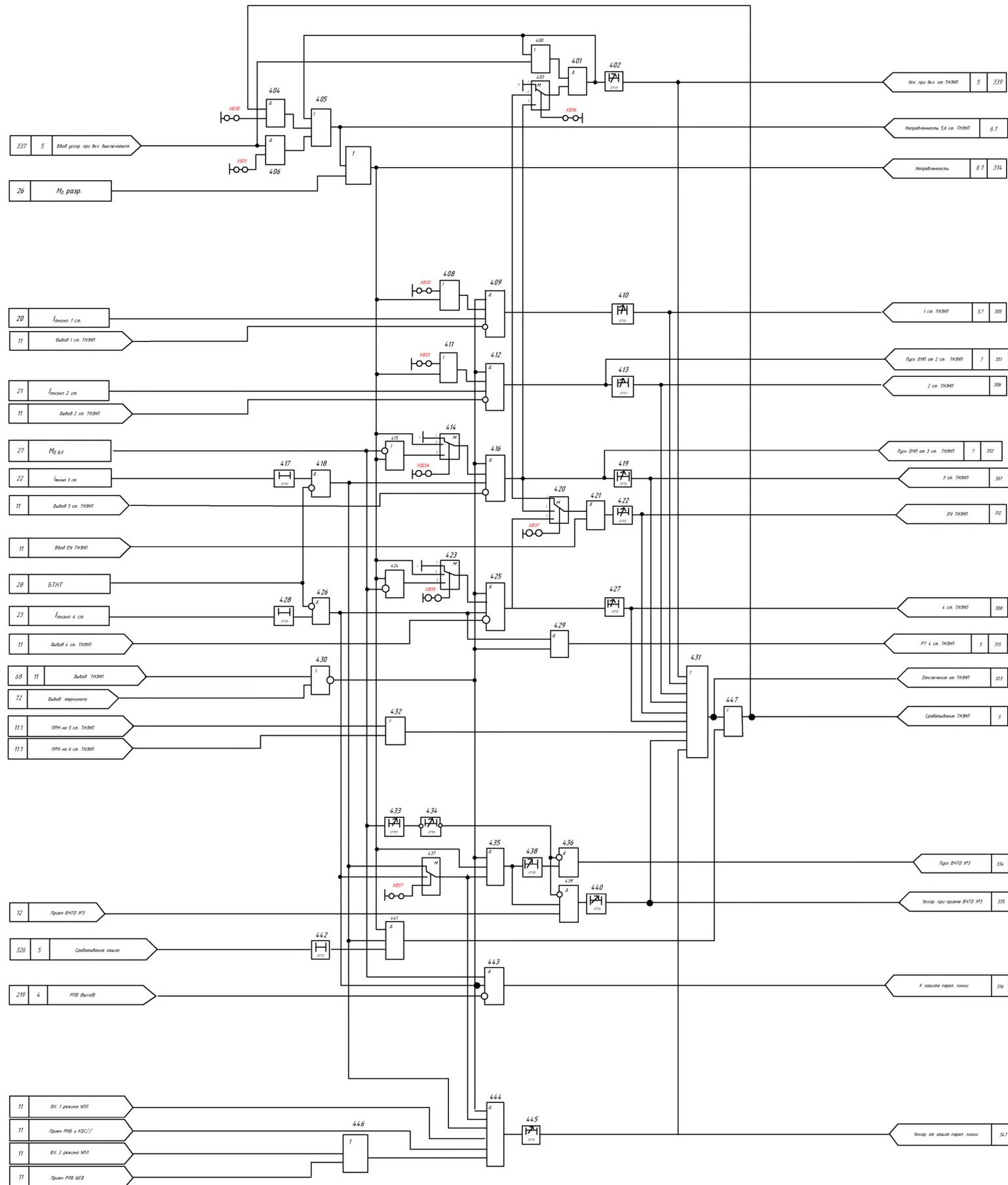
1	3	5	7	9	11, 2	4	8	10	12	№ ячейки
ТН 1	Р-1	Резерв	Т-2	МПС №2	СВ	МПС №1	Т-2	Р-2	ТН 2	Назначение
ЭНОМ-35-65У1	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ТФЭМ-35	ЭНОМ-35-65У1	Тип изм.тр.-ра
С-35М-630 (Пруж. привод)	ВГБЗ-35 (Пруж.привод)	С-35М-630 (Пруж.прив.)	ВГБЗ-35 (Пруж.прив.)	С-35М-630 (Пруж.прив.)	Выключатель					
ОПН-П1-35									ОПН-П1-35	ОПН



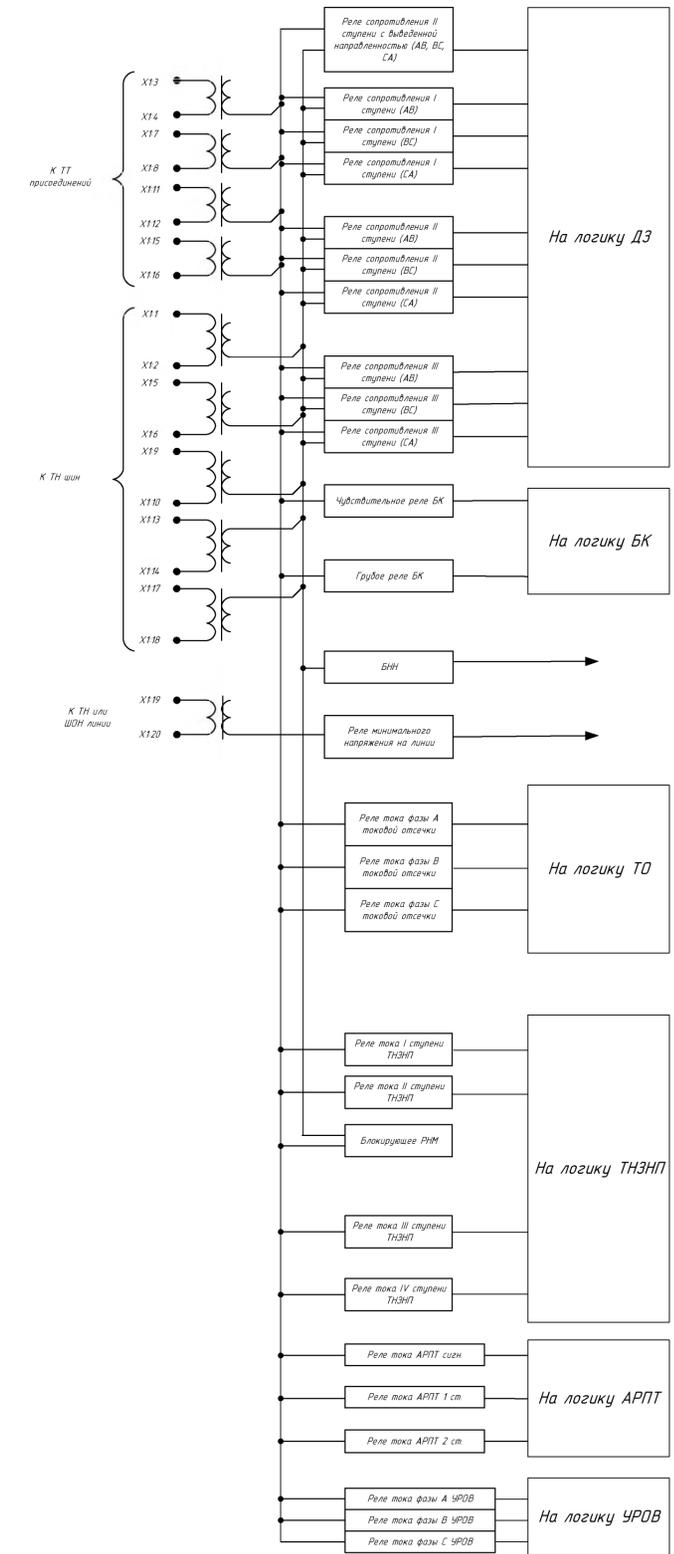
Номер ячейки	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Назначение	ТН - 1	ТСН	Резерв яч.	Резерв яч.	Ф-30 РЛЗЧ-1	Ф-6 ЛТХ	Ф-8 Поселок	Т-1	СВ	Т-2	Ф-11 РЛЗЧ-2	Резерв яч.	Резерв яч.	ТСН-2	ТН-2
Тип трансформатора	НТМИ - 10	ТПЛ - 10, ТМ-630/10/0,4	ТПЛ - 10	ТПЛ - 10, ТМ-630/10/0,4	НТМИ-10										
Выключатель	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2	ВМПЗ-10-630-20 УХЛ2
Привод		Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	Электромагнитный	ОПН-10, ПКТ - 10
ОПН, предохранитель	ОПН-10, ПКТ - 10														

ВКР.14.4.120.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разраб.	Шенюв Е.Д.			
Проверил	Козлов А.Н.			
Т. контр.				
Рецензент				
И.контр.	Козлов А.Н.			
Утв.				
Главная схема ПС Чузуевка				
Проектирование релейной защиты и автоматизации воздушной линии напряжением 110 кВ подстанции Чузуевка - подстанции Каньва				
Литера	Масса	Масштаб		
д				
		Лист 3	Листов 6	
АМГУ Кафедра Энергетики				

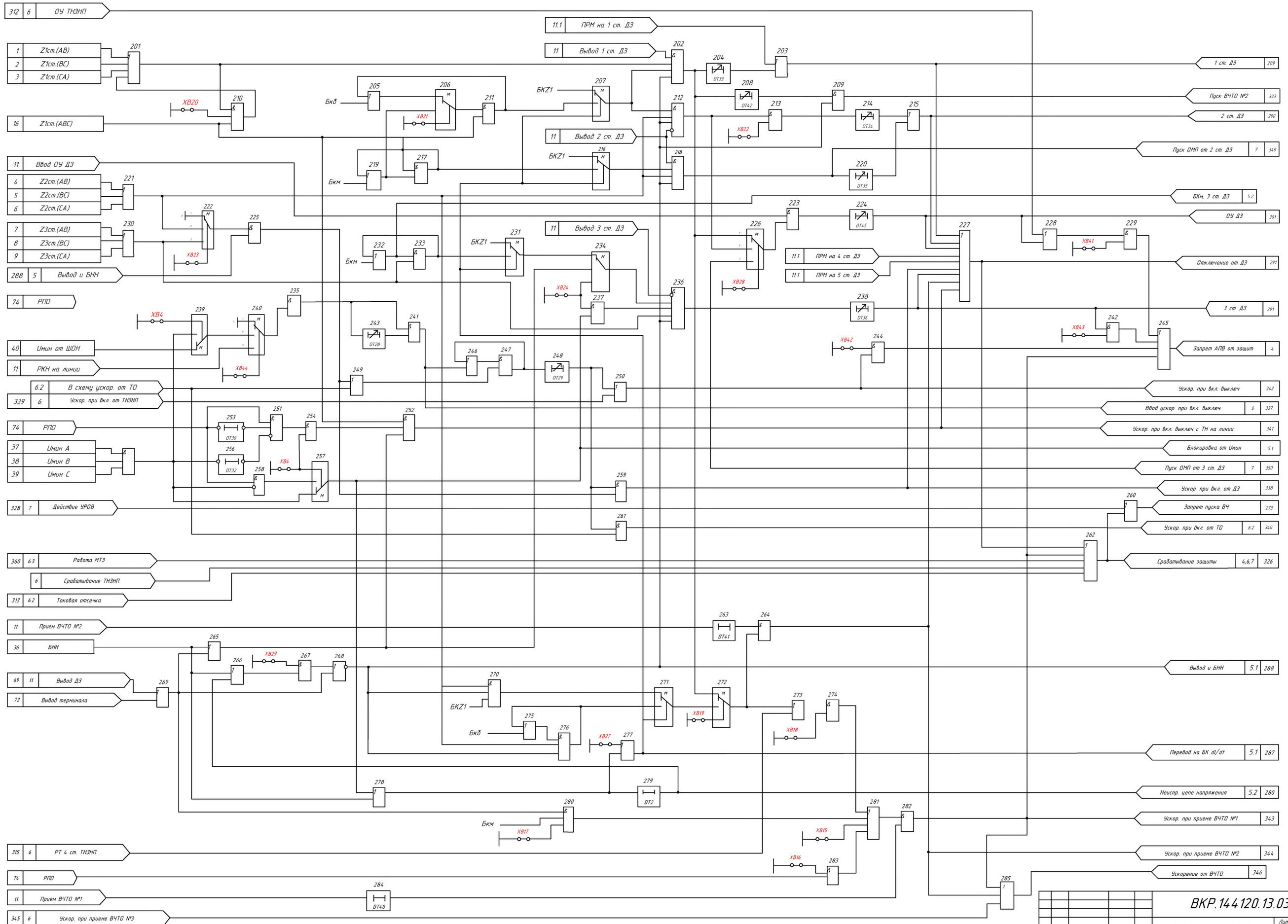
Функциональная схема логической части ТНЭП терминала Б.32704



Подключение пусковых элементов терминала



ВКР.14.4.120.13.03.02.СХ				Литер	Масса	Масштаб
Изм	Лист	№ докум	Подпись	Дата		
Разраб		Шенюв Е.Д.				
Проверил		Козлов А.И.				
Т.контр						
Рецензент						
Н.контр		Козлов А.И.				
Утв.						
Подключение пусковых элементов терминала и логика ТЭП				Лист 6	Листов 6	
				Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ подстанции Чушевка - подстанция Каневка		

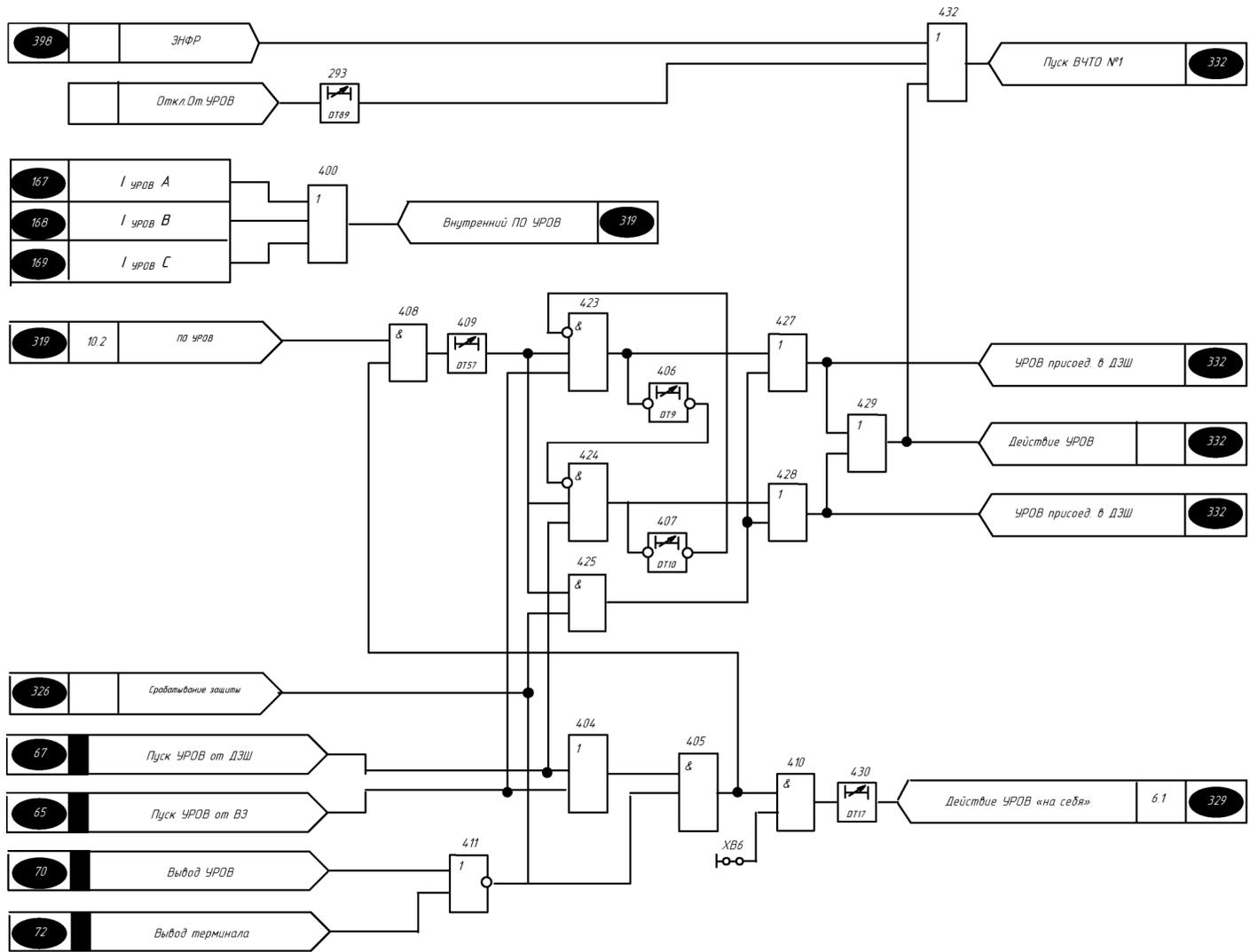


Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Литер	Масса	Масштаб
Разраб		Шенель Е.В.			Д		
Проверил		Козлов А.Н.					
Т.контр					Лист 5	Листов 6	
Рецензент					АмГУ Кафедра энергетики		
Н.контр		Козлов А.Н.					
Утв.							

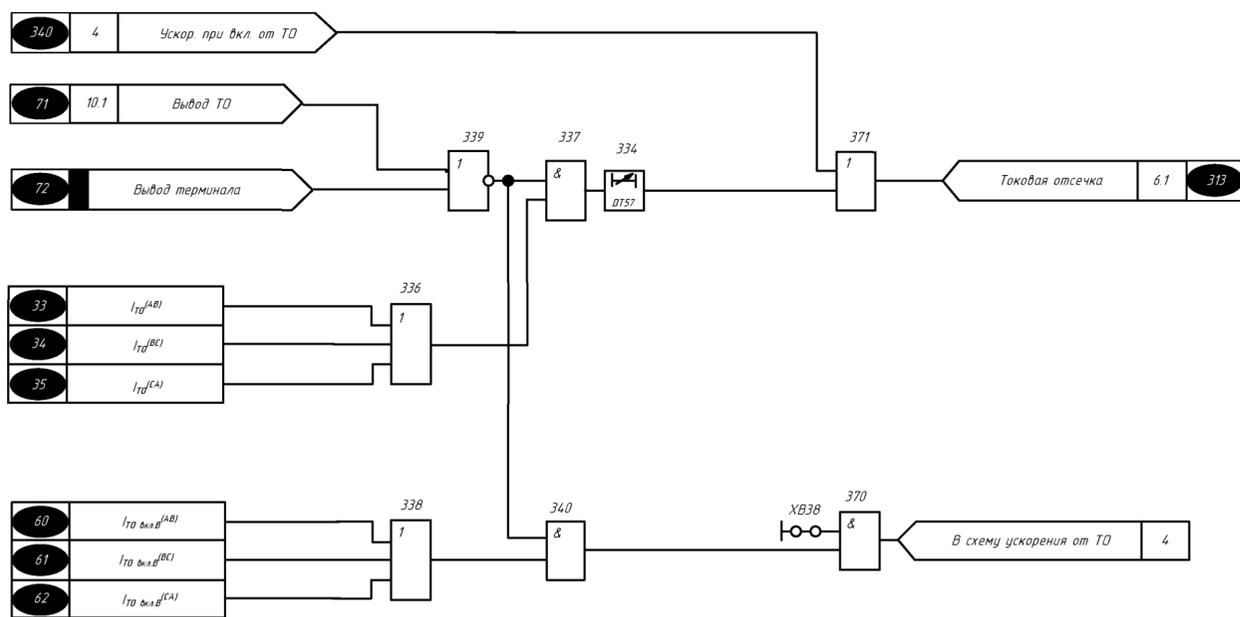
Функциональная схема
логической части ДЗ терминала
защиты БЗ2704

Проектирование релейной защиты и
автоматики воздушной линии напряжением 110
кВ подстанции Чусовка - подстанция
Камека

Функциональная схема УРОВ
терминала БЗ2704 021



Функциональная схема ТО терминала БЗ2704 021



Функциональная схема МТЗ терминала БЗ2704 021

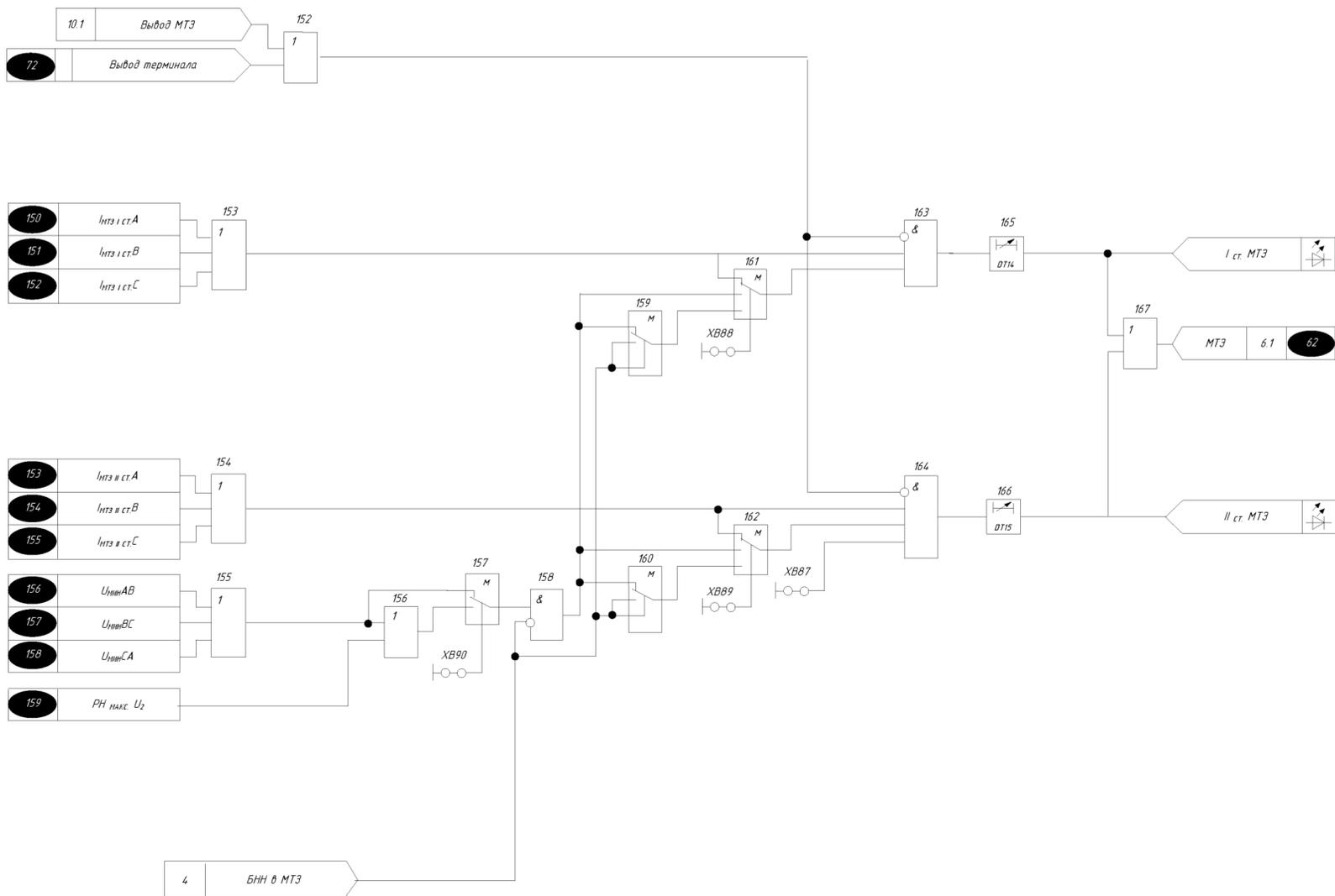


СХЕМА СЕТИ



					ВКР.144.13.03.02.СХ			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Логическая часть защиты МТЗ, ТО, УРОВ	Литер	Масса	Масштаб
Разраб.	Шмелев Е.Д.					Д		
Проверил	Козлов А.Н.							
Т.контр						Лист 6		Листов 6
Рецензент								
Н.контр	Козлов А.Н.				АМГУ Кафедра энергетики			
Утв.					Проектирование релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ подстанция Чугуевка - подстанция Каменка			