

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В. Савина

« 15 » 06 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в  
Тюменской области

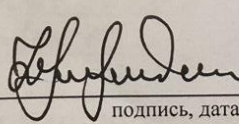
Исполнитель  
студент группы 442-об1

  
подпись, дата

04.06.18

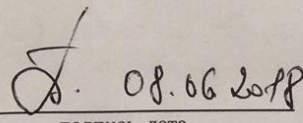
И.Р. Грибов

Руководитель  
канд. техн. наук,  
профессор

  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант:  
безопасность и  
экологичность  
канд. техн. наук, доцент

  
подпись, дата

08.06.2018

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
канд. техн. наук, доцент

  
подпись, дата

А.Н. Козлов

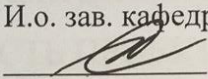
Благовещенск 2018

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

«01» 03 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Трибова Ильи  
Романовича

1. Тема бакалаврской работы: Реконструкция подстанции напряжением 110/5 кВ "Абалак" в Тюменской области.

(утверждено приказом от 12.03.18 № 573-Уг.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 7 июня 2018 г.

3. Исходные данные к бакалаврской работе: данные получены на преддипломной практике на производстве ООО "Сибур-Тобольск", Цех высоковольтного оборудования

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

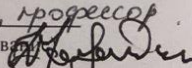
Карта подстанции; Расчет токов к.з.; выбор оборудования на ПС; расчет уставок РЗА; безопасность ПС; экологические затраты.

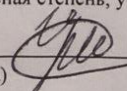
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 29 таблиц; 39 рисунков;

Лист 1 - Однолинейная схема ПС; Лист 2 - соед. нутрия ПС;  
Лист 3 - токи к.з., Лист 4 - план подстанции; Лист 5 - Молниезащита;  
Лист 6 - РЗА.

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

7. Дата выдачи задания 1 марта 2018 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., канд. тех. наук, профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание) 

Задание принял к исполнению (дата): 2 марта 2018 г.  
(подпись студента) 

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 144 с., 39 рисунков, 29 таблиц, 16 источников, 3 приложения.

**ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, НАДЁЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА**

В выполненной выпускной квалификационной работе мною будет представлен план реконструкции и модернизации подстанции «Абалак» напряжением 110/6 кВ.

Цель работы – предложить выгодный план выполнения реконструкции подстанции и подробно разработать план, в связи с увеличением нагрузки на шинах 6 кВ ПС «Абалак». В процессе достижения данной цели решается определенный ряд задач. Для выбора основного электрооборудования подстанции мною были рассчитаны токи КЗ.

Главными этапами проекта также являются описание и перерасчет новых уставок срабатывания релейной защиты и автоматики, расчет заземляющих устройств и молниезащиты ПС. Одним из конечных этапов произведен расчет и оценка надежности, реконструируемой ПС.

Также важнейшим из этапов работы является обеспечение безопасности и экологичности подстанции, которые были рассмотрены. Завершающим этапом была рассчитана экономическая эффективность проекта и затраты на реконструкцию и модернизацию, которые определяют стоимость проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Характеристика района расположения подстанции 110/6 «Абалак»	13
2 Расчёт и анализ режимов электропотребления	16
2.1 Определение расчетных нагрузок потребителей ПС «Абалак»	16
2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	18
3 Расчет симметричных токов короткого замыкания	21
3.1 Выбор и обоснование контрольных точек расчета и вида ТКЗ	21
3.2 Составление расчетной схемы замещения и определение ее парам-в	22
3.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах высокого напряжения	27
3.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах НН	33
3.5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ	35
4 Расчет несимметричных токов короткого замыкания	39
4.1 Составление схемы замещения обратной последовательности	39
4.2 Определение параметров элементов схемы замещения ОП	39
4.3 Эквивалентирование схемы замещения ОП и нахождение ее парам-в	40
4.4 Составление схемы замещения нулевой последовательности	42
5 Выбор оборудования подстанции	44
5.1 Общие сведения	44
5.2 Выбор электрических аппаратов на напряжение 100 кВ	44
5.2.1 Выбор выключателей 110 кВ	44
5.2.2 Выбор разъединителей	51
5.2.3 Выбор трансформаторов тока	53
5.2.4 Выбор трансформаторов напряжения	57
5.2.5 Выбор ОПН	60
5.2.6 Выбор и проверка ошиновки	61
5.2.7 Выбор изоляторов на ОРУ 110 кВ	65
5.3 Выбор электрических аппаратов на напряжение 6 кВ	68

5.3.1	Выбор ЗРУ 6 кВ	68
5.3.2	Выбор выключателей 6 кВ	69
5.3.3	Выбор и проверка трансформаторов тока	72
5.3.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	75
5.3.5	Выбор и проверка ошиновки 6 кВ	76
5.3.6	Выбор изоляторов	77
5.3.7	Выбор ОПН	79
5.3.8	Выбор предохранителей	81
5.3.9	Замена и проверка кабельных линий	82
5.4	Выбор электрических аппаратов на напряжение 0,4 кВ	94
6	Релейная защита и автоматика	95
6.1	Релейная защита Seram 1000+	95
6.2	Релейная защита оборудования на стороне 6 кВ	97
6.3	Сетевая автоматика	99
6.4	Расчет релейной защиты трансформаторов	100
6.5	Составление карты селективного действия РЗА	103
7	Надежность подстанции	107
7.1	Общие положения	107
7.2	Определение показателей надежности элементов схемы	107
8	Безопасность и экологичность	110
8.1	Безопасность	110
8.1.1	Определение параметров контура заземления	112
8.1.2	Расчет молниезащиты подстанции	116
8.1.3	Анализ грозоупорности ОРУ	118
8.2	ЧС	122
8.3	Экологичность	124
8.3.1	Акустический шум	125
8.3.2	Расчет шума, создаваемого трансформаторами	125
8.3.3	Загрязнение среды трансформаторным маслом и элегазом	129
9	Расчет показателей экономической эффективности проекта	132

9.1 Расчет капитальных затрат на электрооборудование	132
9.2 Расчет эксплуатационных затрат	135
9.3 Расчет стоимости потребляемой электроэнергии	139
Заключение	141
Библиографический список	143

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва
- ВН – высшее напряжение
- ВВ – вакуумный выключатель
- ЗОН – заземление основной нейтрали
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- ЛЭП – линия электропередачи
- НН – низкое напряжение
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- ПС – подстанция
- РУ – распределительное устройств
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
- СЭС – система электроснабжения
- СВ – секционный выключатель
- СПЭ – кабель из сшитого полиэтилена
- ТН – трансформатор напряжения
- ТСН – трансформатор собственных нужд
- ЭУ – электроустановка
- ЭН – электрические нагрузки

## ВВЕДЕНИЕ

Подстанция Абалак предназначена для обеспечения питания Епанчинского водозабора.

Основанием для разработки проекта является:

- договор № ZSN.0402/0150.2017 на выполнение работ по разработке Проектной и Рабочей документации по объектам ООО «Тобольск-Нефтехим» и ООО «Тобольск-Полимер» для нужд Западно-Сибирского комплекса глубокой переработки углеводородного сырья (УВС) в полиолефины мощностью 2,0 млн. тонн в год, подписанный Генеральным директором ООО «ЗапСиб-Нефтехим» Лимом Б.В. 08 октября 2014 г.;

- задание на разработку документации по техническому перевооружению трансформаторной подстанции «Абалак» ООО «СИБУР Тобольск», утвержденное Первым заместителем Генерального директора ООО «ЗапСиб-Нефтехим» Чекалиным С.И. в 2016 г.

Технические решения, принятые в рабочей документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных, промышленной безопасности и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении предусмотренных рабочей документацией мероприятий.

Основные технические решения соответствуют нормативно-технической документации, перечень которой частично приведен в библиографическом списке.

В объеме документации разработана пояснительная записка.

Исходными данными для разработки проекта являются:

- задание на разработку документации по техническому перевооружению ТП «Абалак» ООО «СИБУР Тобольск» Г.М. Савиным.

-технические условия для присоединения к электрическим сетям



№ Т13/15/0145-ТУ от 11.12.2015 г.

На подстанции 110/6 кВ «Абалак» по окончании технического перевооружения будет установлено два силовых понизительных трансформатора типа ТМН – 6300/110 взамен существующих ТМН – 2500/110; два высоковольтных выключателя 110 кВ - элегазовые колонковые типа ЛТВ – 145 взамен существующих ВМТ 110 кВ; два линейных разъединителя РГ-110 взамен морально устаревших РНДЗ-110 кВ.

Распределительное устройство 110 кВ открытого типа по схеме «Блок (линия трансформатор) с выключателем», а распределительное устройство 6 кВ закрытого типа по схеме «Одна, секционированная выключателем, система шин», скомпонован из типовых шкафов типа КРУ-2-10. Подстанция по типу подключения к сети является тупиковой.

Описание существующей части подстанции:

- ОРУ 110 кВ выполнено по схеме блок линия - трансформатор с выключателем. Выключатели 110 кВ маломасляные серии ВМТ. Закрытое распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме одна, секционированная выключателем, система шин. ЗРУ 6 кВ оборудовано шкафами типа КРУ-2-10 с вакуумными выключателями Evolis (ретрофит - процесс предполагает замену выключателей устаревших конструкций вакуумными выключателями серии ВР с использованием комплектов монтажных частей, модулей или выкатных элементов).

На подстанции 110/6 кВ «Абалак» установлено два силовых двухобмоточных трансформатора ТМН - 2500/110.

Питающие ВЛ:

- ВЛ - 110 кВ «Иртыш-Абалак»;
- ВЛ-110 кВ «ТЭЦ-Бегишево»

Оперативный ток на ПС – постоянный 220 В. В качестве источника постоянного оперативного тока используются два устройства ТИРОСОТ со встроенными аккумуляторными батареями 220 В.

Для питания собственных нужд подстанции используются два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2 типа ТЛС-40/6.

В объем технического перевооружения ПС 110/6 кВ «Абалак» входит:

- замена двух существующих СТ 1Т, 2Т мощностью 2,5 МВА на трансформаторы типа ТМН-6300/110 мощностью 6,3 МВА.

- замена двух высоковольтных маломасляных выключателей ВМТ-110 на элегазовые колонковые типа ЛТВ – 145.

- замена кабельных линий 6 кВ от трансформаторов 1Т, 2Т до вводных шкафов ЗРУ-6 кВ.

- замена кабельных линий 6 кВ от ЗРУ-6 кВ до существующего оборудования: конденсаторных установок 6 кВ и трансформаторов ТП-612.

- установка нелинейных ограничителей напряжения 6 кВ со стороны выводов низкого напряжения трансформаторов 1Т, 2Т.

- замена трансформаторов тока в шкафах ввода ЗРУ-6 кВ, с установкой ТТ в фазе В.

Электроснабжение проектируемых электроприемников выполнено от РУ-0,4 кВ существующего шкафа собственных нужд (СН) №1.

Релейная защита и автоматика:

Основные и резервные защиты трансформаторов 1Т, 2Т выполнены на базе существующих панелей защит с терминалами Seram 1000+ Т87.

Панели защит трансформаторов обеспечивают следующие виды защит:

- дифференциальная защита с торможением;

- дифференциальная токовая отсечка;

- МТЗ;

- защита от перегрузки.

По информации производителя терминалов Seram 1000+ Т87, для корректной работы терминалов необходимо наличие ТТ в трех фазах, в связи с чем, предусматривается установка ТТ в фазе «В» вводных ячеек ЗРУ-6 кВ. Для обеспечения работы дифференциальной защиты также выполнена замена

трансформаторов тока в фазах «А» и «С».

Автоматика регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных регуляторов типа РТК.02, поставляемых комплектно с трансформаторами. Регуляторы монтируются на существующих панелях №4,10 в помещении ОПУ. Существующее оборудование указанных панелей подлежит демонтажу.

В рамках работ по техническому перевооружению трансформаторной подстанции «Абалак» ООО «СИБУР Тобольск» предусмотрено проектирование новой подземной емкости Е-1 объемом 63 м<sup>3</sup> для сбора маслосодержащих стоков на месте существующей емкости объемом 30 м<sup>3</sup>, предназначенной для сбора маслосодержащих и дождевых стоков из приямков площадок трансформаторов.

Необходимость в установке новой емкости большего объема обусловлена заменой существующих трансформаторов на новые с большим объемом масла.

Устройство маслоприемников выполнено с учетом исключения перетока масла (воды) из одного маслоприемника в другой, распространения пожара, засорения маслоотвода снегом, льдом и т.п. (п. 4.2.69 ПУЭ).

Вывоз дождевых и маслосодержащих стоков из проектируемой емкости планируется осуществлять передвижной техникой в цех НОПСВ для утилизации.

В проекте предусмотрено использование серийно изготавливаемого оборудования, отвечающего современному мировому уровню достижений науки и техники.

Обязательные требования к техническим устройствам, применяемым на опасном производственном объекте, и формы их оценки устанавливаются в соответствии с законодательством РФ о техническом регулировании. Это Федеральный закон «О техническом регулировании» №184-ФЗ, Федеральный закон №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных

объектов» ст.7 и Технический регламент ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».

Для обеспечения нормальных условий труда и безопасности обслуживающего персонала проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- ремонтное обслуживание оборудования, трубопроводов и арматуры передвижными грузоподъемными средствами;
- запорная арматура размещена в зонах, удобных для обслуживания.

Размещение оборудования выполнено с учетом требований:

- соответствия количества и номенклатуры оборудования технологической схеме;
- условий окружающей среды;
- минимизации занимаемой узлом площади;
- удобства технологического и ремонтного обслуживания;
- требований к пожаротушению;
- аспектов эргономики.

В связи с необходимостью повышения надежности работы ПС 110/6 кВ «Абалак» и имеющегося оборудования; увеличением нагрузки потребителей, необходимо модернизировать устаревшее оборудование, отработавшее свой ресурс, а также, вывести из работы морально и физически изношенное оборудование, заменить оборудование в соответствии с проектной нагрузкой.

В ходе выполнения проекта использовалось такое программное обеспечение как:

- Microsoft Office Word 2016;
- Microsoft Visio 2013;
- Parametric Technology Corporation Mathcad 15.0;
- Программный комплекс RastrWin.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/6 «АБАЛАК»

Проектируемый объект находится в Тобольском районе, Тюменской области.

Территория участка, предназначенного для проектирования, относится к Тобольскому округу и расположена в пределах Демьянско – Туртасской провинции с травяными лесами на дерново-подзолистых почвах.

Гидрографическую сеть района образуют река Иртыш с притоками, относящимися к бассейну реки Обь. Русло Иртыша огибает промзону и город Тобольск и расположено в 10,5 км на запад и 9,2 км на юг от промплощадки. Самый крупный приток Иртыша – река Тобол, впадает в Иртыш примерно в 16,5 км к юго-западу от промзоны в черте г. Тобольск.

В физико-географическом отношении район работ относится к зоне южной тайги, на границе с подтаежной зоной Западно - Сибирской равнины. Территория района представляет собой плоско-волнистую равнину, распространяющуюся к западу и северо-западу от пойм рек Тобола и Иртыша и относится к государственному лесному фонду.

Климатическая характеристика района изысканий принята по ближайшей метеостанции Тобольск (расположена в 12 км юго-западнее участка работ).

Климат рассматриваемого района резко континентальный. Благодаря внутриконтинентальному расположению, особенностям циркуляции воздушных потоков и характеру рельефа местности, климат отличается суровой, холодной и продолжительной зимой. Лето короткое, теплое.

На климат существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Среднегодовая температура воздуха составляет 0,5 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца – января, минус 18,4 °С, а самого жаркого – июля, плюс 18,5 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 52 °С, абсолютный максимум на июнь + 40 °С.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 353 мм, а в холодное время с ноября по март – 110 мм. Среднегодовая сумма осадков – 463 мм. Суточный максимум осадков составляет 102 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность воздуха составляет 75%, максимальная 82%, а минимальная 61%.

Максимальная высота снежного покрова достигает 66 см. Снежный покров появляется 9 октября, образуется 30 октября, дата схода - 30 апреля. Число дней со снежным покровом - 173.

В течение года преобладают ветры юго-западного направления, в январе – юго-восточного, а в июле – северного и северо-западного. Среднегодовая скорость ветра – 3,7 м/с, средняя за январь – 3,6 м/с, а средняя за июль – 3,2.

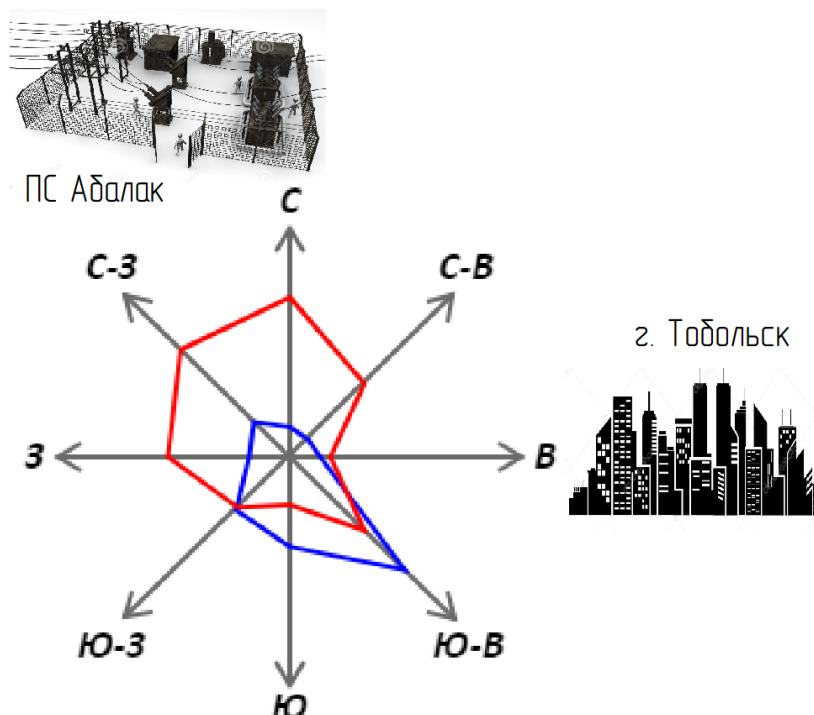


Рисунок 1 – Роза ветров для г. Тобольск в январе и июле

Подстанция размещается в районе, не попадающем в зону влияния промышленных и природных источников загрязнения. В соответствии с ГОСТ 9920-89, табл.1.9.1 ПУЭ 7-го издания и с учетом опыта эксплуатации оборудования изоляция вновь устанавливаемого оборудования и ошиновки принято для II степени загрязненности атмосферы с удельной длиной пути утечки не менее 2.25 см/кВ.

В соответствии с действующим письмом АО «ФСК ЕЭС» № ЧА/29/11 от 12.02.2009 г. «О рекомендациях по применению высоковольтного оборудования в холодной климатической зоне РФ» значение средней из ежегодных абсолютно минимальных температур воздуха округляется до -45°С. В связи с этим оборудование открытого типа установки принимается в исполнении ХЛ1 по ГОСТ 15543.1-89, ГОСТ 15150-69.

В районе размещения проектируемой подстанции средняя годовая продолжительность гроз находится в пределах от 40 до 60 часов.

## 2 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

### 2.1 Определение расчётных нагрузок потребителей ПС 110/6 кВ «Абалак»

Проектирование подстанции начинаем с определения прогнозируемых нагрузок. По найденному значению элек. нагрузок подбираем или проверяем электрооборудование СЭС, определяют потери мощности и электроэнергии, которые необходимо учитывать в коммерческих целях. От грамотного расчета нагрузок зависят капитальные затраты на проектирование ПС. В нашем случае в связи с крупным увеличением электрических нагрузок на шинах 6 кВ вместе с этим увеличиваются и капитальные затраты, были приняты меры которые не приводит к неэффективному использованию дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Расходы на эксплуатацию и безаварийность ЭУ также зависят от грамотного расчета нагрузок, если в расчётах будут занижены ЭН, то увеличатся потери электроэнергии в ЭС, что в итоге приводит к усталостным потерям оборудования, его износу и уменьшению надежности работы подстанции.

При рассмотрении вопроса о реконструкции ПС «Абалак» 110/6 кВ существуют принципиальные места в которых определяются нагрузки: общая нагрузка рассчитывается на шинах 6 кВ для отдельной секции ПС, это используется для выбора трансформаторов, их числа и мощности, устанавливаемых на ПС «Абалак» и выбора коммутационных аппаратов, которые устанавливаются на стороне НН 6 кВ трансформаторов ПС.

При определении расчетных нагрузок должны учитываться:



Таблица 1 – Значения нагрузки на отходящих фидерах от шин 6 кВ

Присоединения к шинам 6 кВ	$\cos\varphi / \operatorname{tg}\varphi$	Расчётная нагрузка		Обозначение и расчётная формула*	
		$P$ , кВт	$Q$ , квар	$I_{\text{н.тр.кТП}} = \frac{\sum S_{\text{н.тр.кТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$	$I_{\text{раб..max}} = k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{н.тр.кТП}}$
Фидер №06	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №07	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №09	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №11	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №21	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №23	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
Фидер №25	0,80/0,75	446,4	334,8	402,35	563,29
КУ			-1600		
Всего на шинах		3124,8	743,6		

## 2.2 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

На ПС «Абалак» 110/6 кВ преобладают потребители, которые соответствуют потребителям первой категории по надежности и безаварийной работе, любой перерыв в работе не допускается, необходимо резервирование.

Замена трансформаторов производится в два этапа. На первом этапе

производится замена трансформаторов 1Т, при этом на время производства демонтажных и строительно-монтажных работ, электроснабжение потребителей подстанции осуществляется от трансформатора 2Т, для чего секционный выключатель РУ-6 кВ должен быть включен.

Состав и ориентировочная последовательность работ первого этапа:

- отключение и вывод из работы 1Т;
- демонтаж спусков от ошиновки 110 кВ и нейтрали трансформатора 1Т;
- демонтаж кабельной линии 6 кВ от трансформатора до вводной ячейки 1 с.ш. ЗРУ-6 кВ;
- демонтаж кабелей собственных нужд и контрольных кабелей;
- демонтаж существующего трансформатора;
- демонтаж фундамента и чаши маслоприемника трансформатора 1Т и общего маслосборника для 1Т и 2Т;
- монтаж спусков от ошиновки 110 кВ и нейтрали трансформатора 1Т;
- прокладка и подключение кабельной линии 6 кВ от трансформатора вводной ячейки 1 с.ш. ЗРУ-6 кВ;
- прокладка и подключение силовых кабелей собственных нужд и контрольных кабелей;
- испытания и пуско-наладочные работы;
- ввод трансформатора в работу;

Одновременно с заменой трансформатора произвести замену кабельных линий 6 кВ от ячейки 4 и 5 ЗРУ-6 кВ до БСК-1 и ТП-612.

На втором этапе выполнить замену второго трансформатора. Состав, как и последовательность работ, аналогичен первому этапу.

Определяем количество трансформаторов на подстанции, исходя из

выше сказанного, учитывая категоричность потребителя;

1. Оцениваем возможные варианты мощности подбираемых трансформаторов, необходимо учесть также их предельную пропускную способность в нормальном режиме и возможную перегрузку в аварийных ситуациях, когда один трансформатор выходит из строя;

2. Рассматриваем возможность дальнейшего развития и, как следствие, увеличения нагрузки, с этим учетом оцениваем возможность установки более мощных трансформаторов на тех же фундаментах.

Допускается перегрузка силовых трансформаторов сверх номинальной нагрузки на 40% от номинального тока, и продолжительностью менее 6 часов в сутках в течение 5 суток подряд, при условии, что коэффициент загрузки в нормальном режиме не превышал 83%.

Выбор номинальной мощности трансформаторов ПС осуществляем по полной расчётной мощности (п. 2.1):  $S_{\text{расч}} = 3124 \text{ кВА}$

По справочным данным выбираем подходящий по мощности СТ марки ТМН 6300/110 с НН 6,3 кВ и каталожными характеристиками:  $\Delta P_{\text{к.з}} = 44 \text{ кВт}$ ,  $U_{\text{к}} = 10,5\%$ .

Тогда коэффициент загрузки СТ равен:

$$k_{\text{зг}} = \frac{S_{\text{расч}}}{N \cdot S_{\text{н.тр}}} \quad (3)$$

$$k_{\text{зг}} = \frac{5461}{2 \cdot 6300} = 0,433$$

Выбранный трансформатор подходит для использования на реконструируемой ПС, т.к. в аварийном режиме принимает на себя полную нагрузку с шин 6 кВ, соответственно, учитывая заданные условия о дальнейшем росте потребительской нагрузки, в проекте я остановился на следующем варианте: замена двух масляных трансформаторов по 2,5 МВА трансформаторами мощностью 6,3 МВА типа ТМН 6300/110.

### 3 РАСЧЕТ СИММЕТРИЧНЫХ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

#### 3.1 Выбор и обоснование точек расчёта и вида тока короткого замыкания

Нормальные режимы работы наиболее часто нарушаются в следствие коротких замыканий в энергосистеме или же на локальных элементах сети, в связи с нарушением изоляции токоведущих частей или внешних факторов, также не малое воздействие на нарушение режимов оказывает влияние неверных действий персонала при обслуживании электрооборудования. Токи короткого замыкания считаются исходя из самых неблагоприятных условий. Поэтому выбор точек короткого замыкания обычно приводится из принципа, что ток КЗ выше, чем ближе к источнику точка, или оборудование.

Например, для выбора коммутационной аппаратуры необходимо выбирать место КЗ непосредственно на их выходных зажимах, выбор сечения кабельной линии производят по току КЗ в начале КЛ. Места расположения точек КЗ при расчётах релейной защиты определяют в зависимости от ее назначения – в начале или конце защищаемого участка.

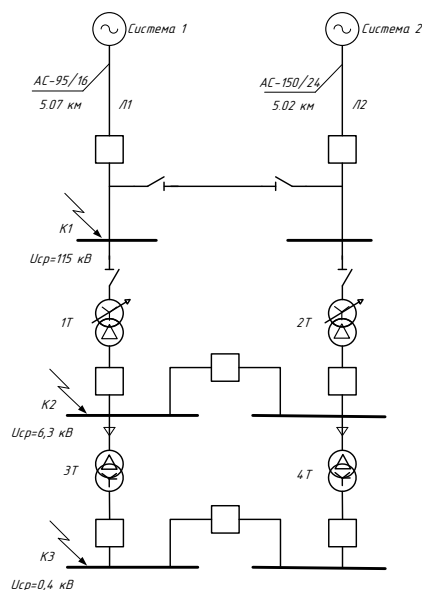


Рисунок 2 – Расчетная схема для определения токов КЗ

Составим общую схему замещения ПС «Абалак» для основных точек короткого замыкания, в качестве основных выбираем точки на шинах 110 кВ, 6 кВ, и 0,4 кВ (Рисунок 2).

На расчётной схеме электроустановки намечают токи, в которых предполагается КЗ. Затем для выбранных точек КЗ составляют эквивалентную схему замещения сети.

Схема замещения для расчёта трёхфазного КЗ представлена на рис. 3.

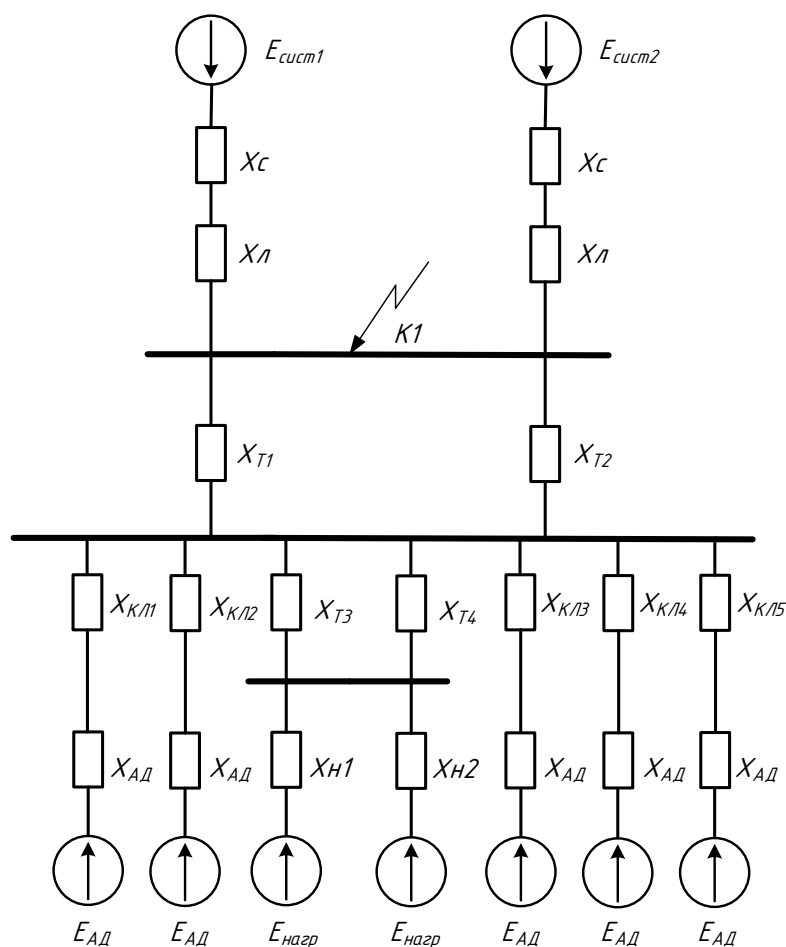


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта трёхфазного КЗ

Исходные данные:

ЭДС системы принимаем постоянной, равной среднему напряжению в узле присоединения.

При расчёте в относительных единицах  $E_{с*}=1$ .

Номинальное напряжение  $U_H=110$  кВ;

Сопротивление системы  $x_c^*=1.0$  о.е.

В сверхпереходном режиме двигатели заменяются сверхпереходными ЭДС  $E_{AD}$  и сверхпереходными сопротивлениями  $X''_d$ . ЭДС принимаем равной  $E''_{*AD} = 0,9$  о.е.

Расчет ведем в относительных единицах, при заданных базисных значениях.

Базисная мощность  $S_\delta=1000$  МВА.

Базисные напряжения  $U_{\delta I}=115$  кВ,  $U_{\delta II}=6,3$  кВ,  $U_{\delta III}=0,4$  кВ

Базисные токи найдем по формуле:

$$I_\delta = \frac{S_\delta}{\sqrt{3}U_\delta} \quad (4)$$

где  $I_\delta$  - базисный ток, кА;

$S_\delta$  - базисная мощность, МВА;

$U_\delta$  - базисное напряжение, кВ.

$$I_{\delta I} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА}$$

$$I_{\delta II} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА}$$

$$I_{\delta III} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}$$

Параметры схемы замещения:

Используя формулы приведения с табл.3.5 [5], находим параметры всех элементов схемы, при базисных условиях (для простоты «звезду» в индексе опускаем, предположив, что все найденные значения сопротивлений даются в

относительных единицах и приведены к базисным условиям).

Для системы:

ЭДС системы принимаем равной:

$$E_c = 1.$$

Сопротивление системы находим по формуле:

$$x_c = x_c^* \cdot \frac{U_c^2}{S_c} \cdot \frac{S_\delta}{U_\delta^2} \quad (5)$$

где  $x_c^*$  - сопротивление системы, о.е.;

$U_c$  - номинальное напряжение системы, кВ;

$S_\delta$  - базисная мощность системы, МВА;

$S_c$  - мощность системы, МВА;

$U_\delta$  - базисное напряжение сети ВН, кВ.

$$x_c = 1 \cdot \frac{110^2 \cdot 1000}{1000 \cdot 115^2} = 0,91$$

Формула для сопротивлений АД принимает вид:

$$X_{*AD} = \frac{S_\delta}{S_{НОМ} \cdot K_\Pi} = \frac{S_\delta \cdot \cos \varphi_{НОМ}}{P_{НОМ} \cdot K_\Pi} \quad (6)$$

$$X_{*AD} = \frac{1000 \cdot 0,92 \cdot 10^3}{5,5 \cdot 900} = 185,85 \text{ о.е.}$$

Для ЛЭП:

$$x_l = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_\delta}{U_{\delta l}^2} \quad (7)$$

где  $X_l$  - сопротивление линии, о.е.;

$X_{\delta i}$  - удел. сопротивление ЛЭП, принимаем  $X_{y\delta} = 0,42 \text{ Ом/км}$  [11];

$l$  - длина ЛЭП, км;

$U_{\delta l}$  - базисное напряжение сети ВН, кВ.

$$x_{Л1} = 0,42 \cdot 5,07 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,161$$

$$x_{Л2} = 0,42 \cdot 5,02 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,159$$

Сопротивление прямой (обратной) последовательности кабельной линии электропередачи, приведем к базисным значениям, оно определяется по формуле

$$X_{кл} = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_{\delta}^2} \quad (8)$$

где  $X_{уд}$  –индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

$L$  –длина линии, км;

$U_{\delta}$  - базисное напряжение в месте установки элемента, кВ;

$$X_{кл1} = 0,08 \cdot 0,083 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,167 \text{ о.е.}; \quad X_{кл2} = 0,08 \cdot 0,085 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,17 \text{ о.е.};$$

$$X_{кл3} = 0,08 \cdot 0,105 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,211 \text{ о.е.}; \quad X_{кл4} = 0,08 \cdot 0,086 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,17 \text{ о.е.};$$

$$X_{кл5} = 0,08 \cdot 0,098 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 0,185 \text{ о.е.};$$

Активные сопротивления не будем учитывать ввиду их относительно малых значений в сравнении с сопротивлениями реактивными.

Для СТ:

Сопротивления КЗ обмоток трансформатора:

$$x_{TP} = \frac{U_k}{100} \cdot 0,125 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ном}} \quad (9)$$



где  $x_{TP}$ ,- сопротивление обмоток трансформатора, о.е.;

$U_k$  - напряжения КЗ обмоток трансформатора, %;

$S_{\sigma}$  - базисная мощность системы, МВА;

$S_{ном}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$x_{TP1,2} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{6,3} = 15,87 ;$$

$$x_{TP3,4} = \frac{10}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 158,7$$

Сопротивление нагрузки находим по формуле:

$$x_{НГ} = x_{нз}'' \frac{S_{\sigma}}{S_{НГ}} \quad (10)$$

где  $S_{НГ}$  - максимальная мощность сети нагрузки, МВА;

$x_{нз}'' = 0,35$  – сопротивление нагрузки, о. е.

$$x_{НГ1} = 0,35 \cdot \frac{1000}{6,3} = 55,56; \quad x_{НГ2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{6,3} = 55,56.$$

ЭДС для нагрузки принимаем равной:

$$E_{НГ1} = E_{НГ2} = 0,85$$

### **3.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах высокого напряжения**

КЗ в точке К1 (ошиновка 110 кВ ПС «Абалак»).

$$X_1 = X_{Л1} + X_C; \quad X_1 = 0,161 + 0,91 = 1,071 \text{ о.е.} \quad (11)$$

$$X_2 = X_{Л2} + X_C \quad X_2 = 0,159 + 0,91 = 1,069 \text{ о.е.} \quad (12)$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \quad X_3 = \frac{1,071 \cdot 1,069}{1,071 + 1,069} = 0,535 \text{ о.е.} \quad (13)$$

$$E_{экв1} = \frac{E_c \cdot X_2 + E_c \cdot X_1}{X_1 + X_2} \quad E_{экв1} = \frac{1 \cdot 1,069 + 1 \cdot 1,071}{1,071 + 1,069} = 1 \quad (14)$$

$$X_4 = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}}; \quad X_4 = \frac{15,87 \cdot 15,87}{15,87 + 15,87} = 7,935 \text{ о.е.} \quad (15)$$

$$X_5 = X_{KL1} + X_{AD} \quad X_5 = 0,167 + 185,85 = 186 \text{ о.е.} \quad (16)$$

$$X_6 = X_{KL2} + X_{AD} \quad X_6 = 0,17 + 185,85 = 186 \text{ о.е.} \quad (17)$$

$$X_7 = X_{H1} + X_{T3} \quad X_7 = 55,56 + 158,7 = 214,26 \text{ о.е.} \quad (18)$$

$$X_8 = X_{H2} + X_{T4} \quad X_8 = 55,56 + 158,7 = 214,26 \text{ о.е.} \quad (19)$$

$$X_9 = X_{KL3} + X_{AD} \quad X_9 = 0,211 + 185,85 = 186,1 \text{ о.е.} \quad (20)$$

$$X_{10} = X_{KL4} + X_{AD} \quad X_{10} = 0,17 + 185,85 = 186 \text{ о.е.} \quad (21)$$

$$X_{11} = X_{KL5} + X_{AD} \quad X_{11} = 0,167 + 185,85 = 186,1 \text{ о.е.} \quad (22)$$

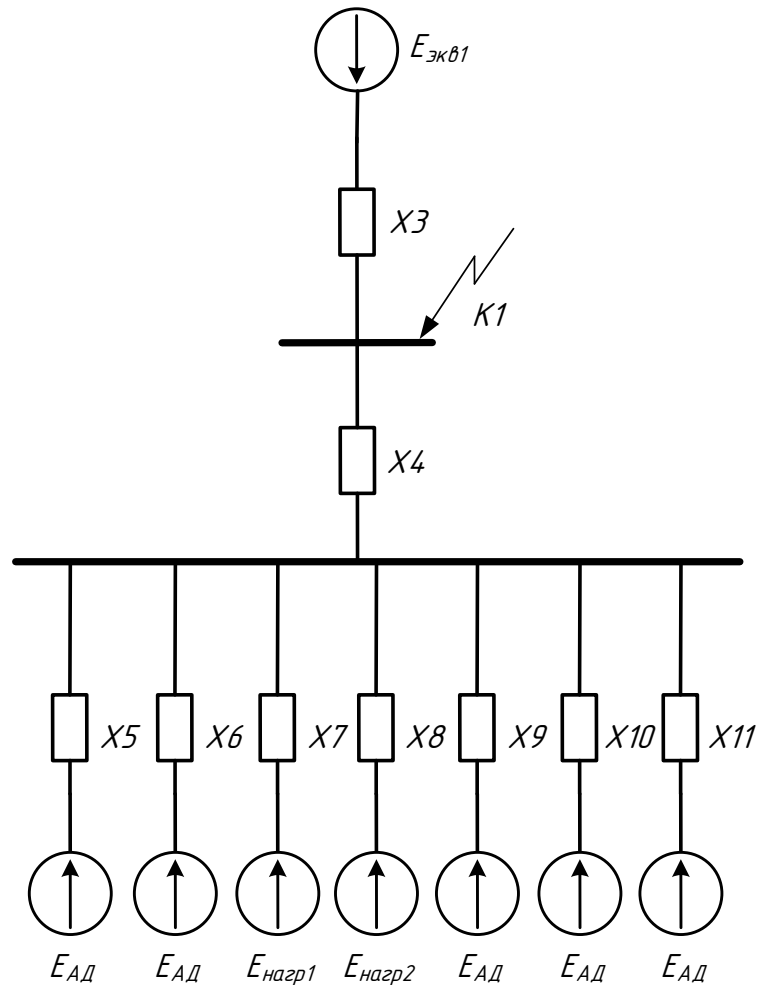


Рисунок 4 – Первый этап эквивалентирования схемы замещения

$$X_{12} = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} \quad (23)$$

$$X_{12} = \frac{186 \cdot 186}{186 + 186} = 92,97 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}2} = \frac{E_{AD} \cdot X_6 + E_{AD} \cdot X_5}{X_5 + X_6} \quad (24)$$

$$E_{\text{экв}2} = \frac{0,9 \cdot 186 + 0,9 \cdot 186}{186 + 186} = 0,9$$

$$X_{13} = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} \quad (25)$$

$$X_{13} = \frac{214,26 \cdot 214,26}{214,26 + 214,26} = 107,13 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}3} = \frac{E_{\text{назр}1} \cdot X_8 + E_{\text{назр}2} \cdot X_7}{X_7 + X_8} \quad (26)$$

$$E_{\text{экв}3} = \frac{0,85 \cdot 214,26 + 0,85 \cdot 214,26}{214,26 + 214,26} = 0,85$$

$$X_{14} = \frac{X_9 \cdot X_{10}}{X_9 + X_{10}} \quad (27)$$

$$X_{14} = \frac{186,1 \cdot 186}{186,1 + 186} = 93,02 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}4} = \frac{E_{AD} \cdot X_{10} + E_{AD} \cdot X_9}{X_9 + X_{10}} \quad (28)$$

$$E_{\text{экв}4} = \frac{0,9 \cdot 186 + 0,9 \cdot 186,1}{186 + 186,1} = 0,9$$

$$X_{15} = \frac{X_{12} \cdot X_{13}}{X_{12} + X_{13}} \quad (29)$$

$$X_{15} = \frac{92,97 \cdot 107,13}{92,97 + 107,13} = 49,77 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв5}} = \frac{E_{\text{экв2}} \cdot X_{13} + E_{\text{экв3}} \cdot X_{12}}{X_{12} + X_{13}} \quad (30)$$

$$E_{\text{экв5}} = \frac{0,9 \cdot 107,13 + 0,85 \cdot 92,97}{107,13 + 92,97} = 0,88$$

$$X_{16} = \frac{X_{14} \cdot X_{11}}{X_{14} + X_{11}} \quad (31)$$

$$X_{16} = \frac{93,02 \cdot 186,1}{93,02 + 186,1} = 62,01 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв6}} = \frac{E_{\text{экв4}} \cdot X_{11} + E_{\text{АД}} \cdot X_{14}}{X_{14} + X_{11}} \quad (32)$$

$$E_{\text{экв6}} = \frac{0,9 \cdot 186,1 + 0,9 \cdot 93,02}{186,1 + 93,02} = 0,9$$

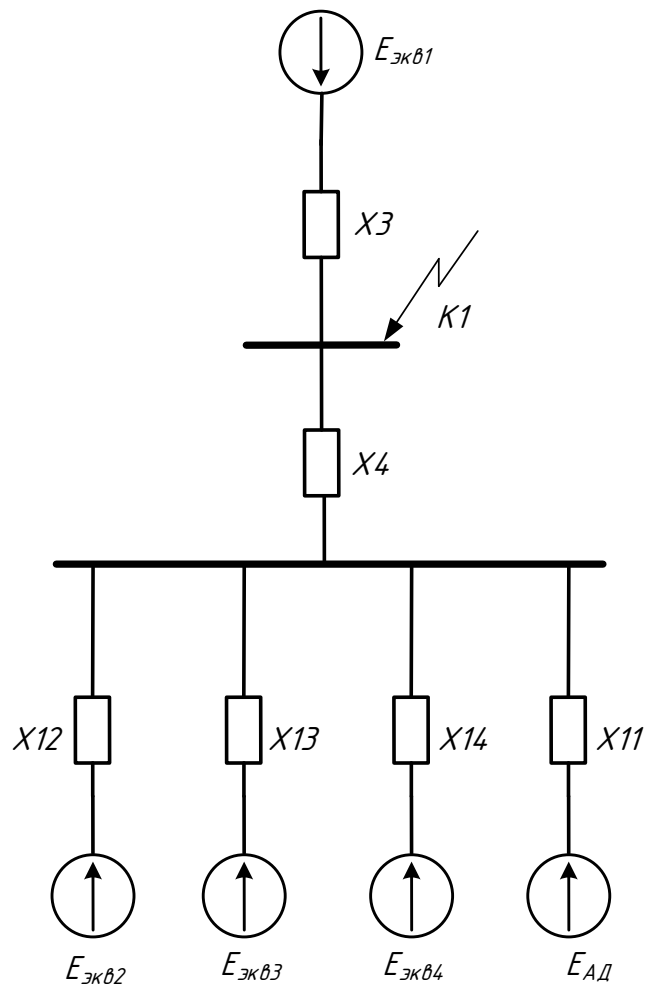


Рисунок 5 – Второй этап эквивалентирования схемы замещения

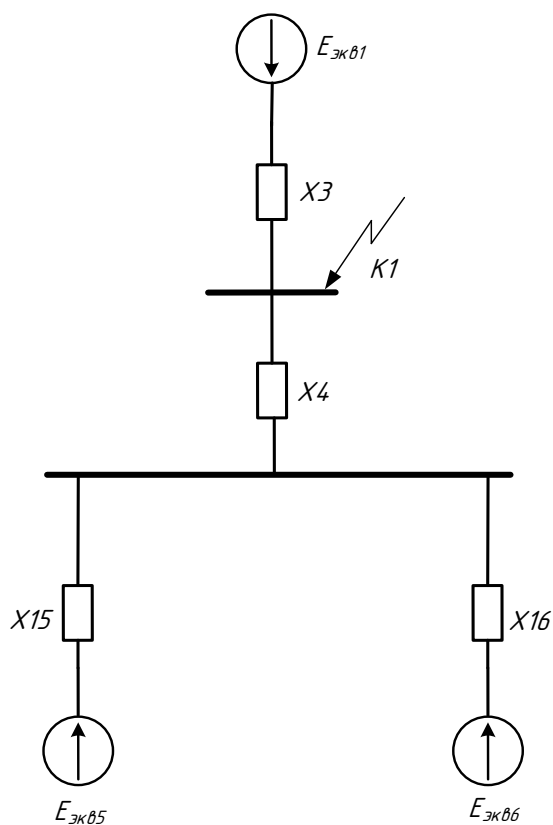


Рисунок 6 – Третий этап эквивалентирования схемы замещения

$$X_{17} = \frac{X_{15} \cdot X_{16}}{X_{15} + X_{16}} \quad (33)$$

$$X_{17} = \frac{49,77 \cdot 62,01}{49,77 + 62,01} = 27,61 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{экв}7} = \frac{E_{\text{экв}5} \cdot X_{16} + E_{\text{экв}6} \cdot X_{15}}{X_{15} + X_{16}} \quad (34)$$

$$E_{\text{экв}7} = \frac{0,88 \cdot 62,01 + 0,9 \cdot 49,77}{49,77 + 62,01} = 0,89$$

Приводим схему замещения так, чтобы она свернулась к точке КЗ К-1 в виде двух ответвлений. Для этого просуммируем сопротивления последовательно.

$$X_{18} = X_4 + X_{17} \quad (35)$$

$$X_{18} = 7,935 + 27,61 = 35,545$$

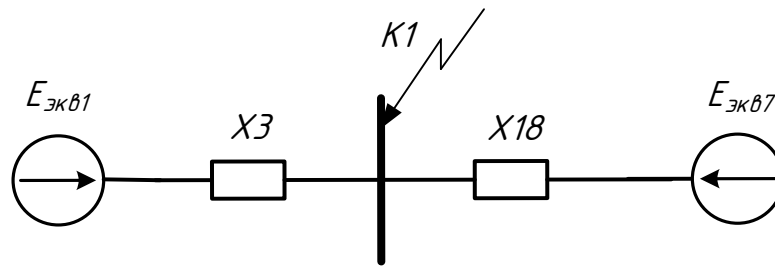


Рисунок 7 – Эквивалентная схема замещения для точки К-1

Найдем ток в точке К-1:

$$E_{рез1} = \frac{E_{ЭКВ1} \cdot X_{18} + E_{ЭКВ7} \cdot X_3}{X_3 + X_{18}} \quad (36)$$

$$E_{рез1} = \frac{1 \cdot 35,545 + 0,89 \cdot 0,535}{35,545 + 0,535} = 0,99$$

$$X_{рез} = \frac{X_3 \cdot X_{18}}{X_3 + X_{18}} \quad (37)$$

$$X_{рез} = \frac{35,545 \cdot 0,535}{35,545 + 0,535} = 0,527$$

Определим составляющие расчетного тока КЗ по формуле:

$$I_{n,0} = I_{\sigma} \cdot \frac{E_{рез}}{X_{рез}} \quad (38)$$

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-1:

$$I_{n,ок1} = 5 \cdot \frac{0,99}{0,527} = 9,3 \text{ кА}$$

Для правильного выбора аппаратов коммутации, например, выключателей, необходимо также знать ударный ток КЗ, периодическую и апериодическую составляющие тока в определенный момент времени  $t$ :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot \kappa_y \quad (39)$$

где  $I_{n,0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ;

$\kappa_y$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянного времени затухания  $T_a$  апериодической составляющей тока КЗ:

$$\kappa_y = 1,608; \quad T_a = 0,02 \text{ с, по табл. 3.8 [5].}$$

Ударный ток КЗ в точке К-1 по (39):

$$i_{y,K1} = \sqrt{2} \cdot 9,3 \cdot 1,608 = 20,94 \text{ кА}$$

В ОРУ 110 кВ предполагается установка элегазовых выключателей типа ЛТВ-145, имеющих собственное время отключения  $t_{c\phi} = 0,019-0,025$  с. Расчетный момент расхождения контактов выключателя определяется по формуле:

$$t = 0,01 + t_{c,\phi} \quad (40)$$

$$t = 0,01 + 0,025 = 0,035 \text{ с}$$

Для этого момента времени необходимо определить периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ. Периодическая составляющая тока от системы неизменна во времени:

$$I_{n,0,K1} = I_{n,t,K1} = 9,3 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К-1 по формуле:

$$i_{a,K} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} \cdot e^{-t/T_a} \quad (41)$$

$$i_{a,K1} = \sqrt{2} \cdot 9,3 \cdot e^{-0,035/0,02} = 2,26 \text{ кА}$$

### 3.4 Расчет токов короткого замыкания на шинах НН

Короткое замыкание в точке К2 (на шинах НН трансформатора).

Схему замещения для данной точки КЗ можно представить в виде, показанном на рисунке 8.

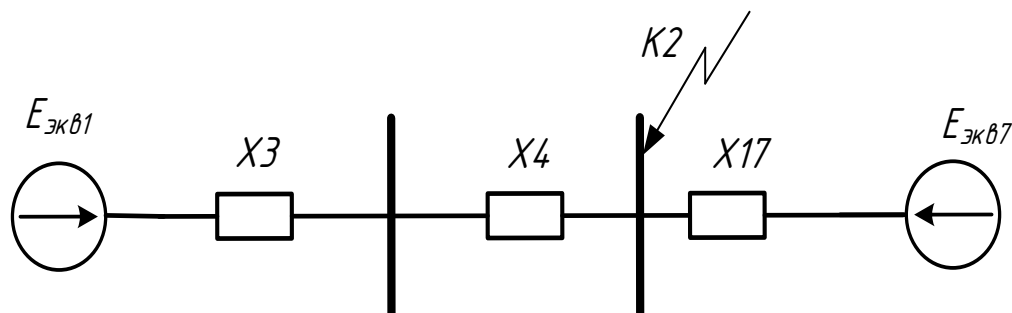


Рисунок 8 – Первый этап эквивалентирования схемы замещения

$$X_{19} = X_3 + X_4 \quad (42)$$

$$X_{19} = 0,535 + 7,935 = 8,47 \text{ о.е.}$$

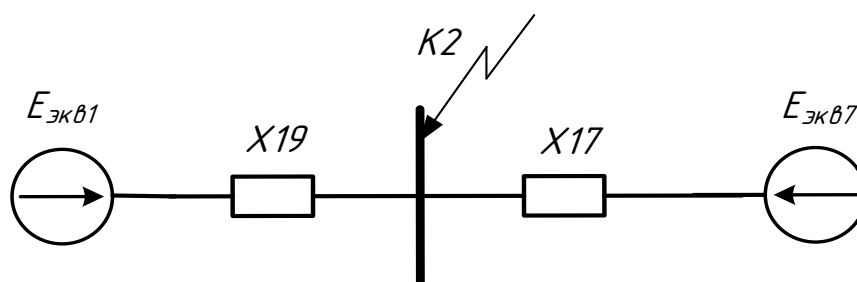


Рисунок 9 - Эквивалентная схема замещения для точки К-2

Найдем ток в точке К-2:

$$E_{рез2} = \frac{E_{экв1} \cdot X_{17} + E_{экв7} \cdot X_{19}}{X_{19} + X_{17}} \quad (43)$$

$$E_{рез2} = \frac{1 \cdot 27,61 + 0,89 \cdot 8,47}{27,61 + 8,47} = 0,974$$

$$X_{рез2} = \frac{X_{17} \cdot X_{19}}{X_{17} + X_{19}} \quad (44)$$

$$X_{рез2} = \frac{8,47 \cdot 27,61}{27,61 + 8,47} = 6,48$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К-2 по формуле (38):

$$I_{н,ок2} = 91,75 \cdot \frac{0,974}{6,48} = 13,79 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К-2 по (39):

$$i_{y,к2} = \sqrt{2} \cdot 13,79 \cdot 1,608 = 31,36 \text{ кА}$$

В РУ 6 кВ предполагается установка вакуумных выключателей Evolis, имеющих собственное время отключения  $t_{св}=0,035$  с. Расчётный момент для расхождения контактов выключателя определяется по формуле:



$$t=0,01+t_{c,в} \quad (45)$$

$$t=0,01+0,035=0,045 \text{ с}$$

Периодическая составляющая тока от системы неизменна во времени:

$$I_{n,0,K2}=I_{n,t,K2}=13,79 \text{ кА}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ в точке К-2 по формуле (41):

$$i_{a,K2} = \sqrt{2} \cdot 13,79 \cdot e^{-0,045/0,02} = 2,04 \text{ кА}$$

### 3.5 Расчет токов короткого замыкания на шинах 0,4 кВ

Схему замещения можно составить в виде, показанном на рисунке 10.

$$X_{19} = 0,535 + 7,935 = 8,47 \text{ о.е.}$$

$$X_{20} = \frac{92,97 \cdot 93,02}{92,97 + 93,02} = 46,49$$

$$E_{\text{экв}8} = 0,9, \quad E_{\text{экв}9} = 0,9$$

$$X_{21} = \frac{46,49 \cdot 186,1}{46,49 + 186,1} = 37,2$$

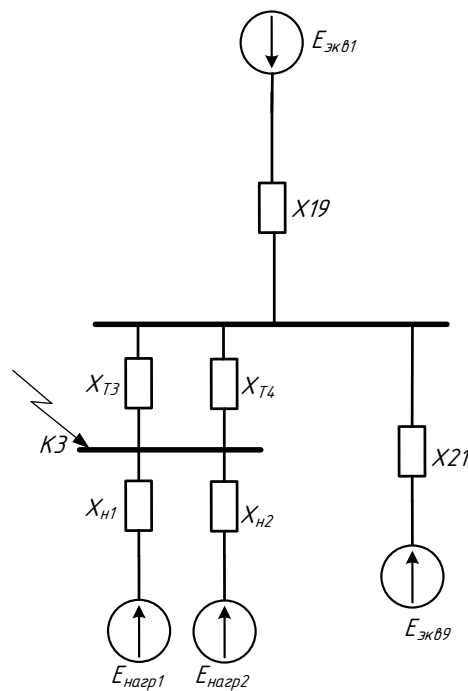


Рисунок 10 – Первый этап эквивалентирования схемы замещения

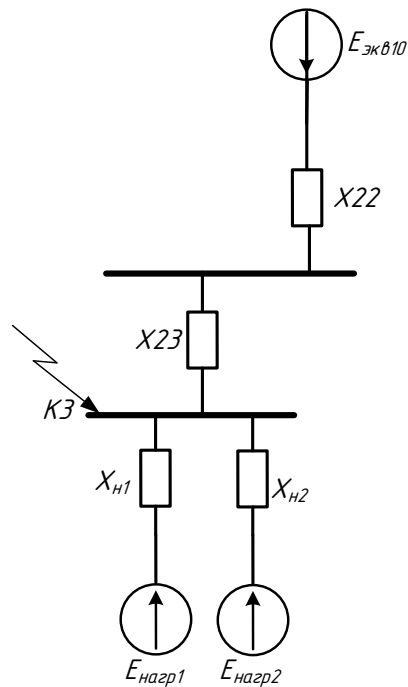


Рисунок 11 – Второй этап эквивалентирования схемы замещения

$$X_{22} = \frac{X_{21} \cdot X_{19}}{X_{21} + X_{19}} \quad (46)$$

$$X_{22} = \frac{37,2 \cdot 8,47}{37,2 + 8,47} = 7,33$$

$$E_{\text{экв}10} = \frac{E_{\text{экв}1} \cdot X_{21} + E_{\text{экв}9} \cdot X_{19}}{X_{19} + X_{21}} \quad (47)$$

$$E_{\text{экв}10} = \frac{1 \cdot 37,2 + 0,9 \cdot 8,47}{8,47 + 37,2} = 0,98$$

$$X_{23} = \frac{X_{T3} \cdot X_{T4}}{X_{T3} + X_{T4}} \quad (48)$$

$$X_{23} = \frac{158,7 \cdot 158,7}{158,7 + 158,7} = 79,35 \text{ о.е.}$$

$$X_{24} = X_{22} + X_{23} \quad (49)$$

$$X_{24} = 7,33 + 79,35 = 86,68$$

$$X_{25} = \frac{X_{H1} \cdot X_{H2}}{X_{H1} + X_{H2}} \quad (50)$$

$$X_{25} = \frac{55,56 \cdot 55,56}{55,56 + 55,56} = 27,78 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{эkv.нагр}} = 0,85$$

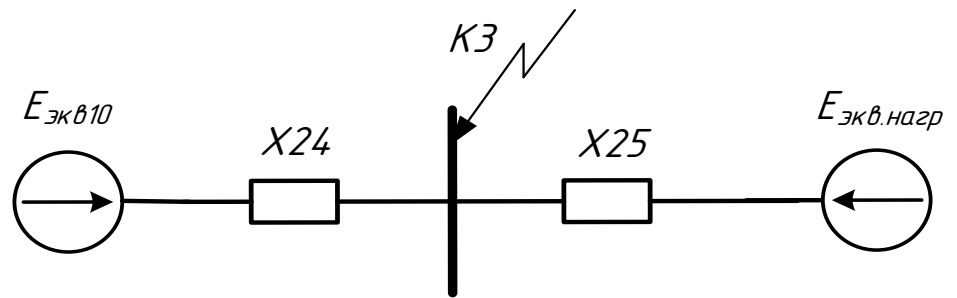


Рисунок 12 - Эквивалентная схема замещения для точки К-3

Найдем ток в точке К-3:

$$E_{\text{рез3}} = \frac{E_{\text{экв10}} \cdot X_{25} + E_{\text{эkv.нагр}} \cdot X_{24}}{X_{25} + X_{24}} \quad (51)$$

$$E_{\text{рез3}} = \frac{0,98 \cdot 27,78 + 0,85 \cdot 86,68}{86,68 + 27,78} = 0,88$$

$$X_{\text{рез3}} = \frac{X_{24} \cdot X_{25}}{X_{24} + X_{25}} \quad (52)$$

$$X_{\text{рез3}} = \frac{27,78 \cdot 86,68}{27,78 + 86,68} = 26,7$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в точке К-3 по формуле (38):

$$I_{n,ок2} = 1443,38 \cdot \frac{0,88}{26,7} = 47,57 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ в точке К-3 по (39):

$$i_{y,к2} = \sqrt{2} \cdot 47,57 \cdot 1,608 = 107,9 \text{ кА}$$

Для этого момента времени необходимо определить периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ. Периодическая составляющая тока от системы неизменна во времени:

$$I_{n,0,K2}=I_{n,t,K2}= 47,57 \text{ кА}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ в точке К-2 по формуле (41):

$$i_{a,K2} = \sqrt{2} \cdot 47,57 \cdot e^{-0,045/0,02} = 7,07 \text{ кА}$$

Таким образом, для точек КЗ расчетной схемы определены периодические составляющие тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент КЗ.

Таблица 2- Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ток трехфазного короткого замыкания			
	Периодическая со- ставляющая		Аperiodическая со- ставляющая	Ударный ток
	$I_{п,0}$ , кА	$I_{п,t}$ , кА	$i_{a,t}$ , кА	$i_y$ , кА
К1	9,3	9,3	2,26	20,94
К2	13,79	13,79	2,04	31,36
К3	47,57	47,57	7,07	107,9

В разделе рассчитаны токи трёхфазного короткого замыкания. Расчет велся в относительных единицах. Используя формулы приведения, вычислены параметры элементов схемы при базисных условиях.

При расчете трехфазного тока КЗ получены следующие значения:

$$I_{п,0,K1} = 9,3 \text{ кА}$$

$$I_{п,0,K2} = 13,79 \text{ кА}$$

$$I_{п,0,K3} = 47,57 \text{ кА}$$

## 4 РАСЧЕТ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ТОКОВ КЗ

### 4.1 Составление схемы замещения обратной последовательности

Схема обратной последовательности по составу аналогична схеме прямой последовательности (т.к. пути циркуляции токов у них одинаковы), но между этими схемами имеются и различия: в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей по условию принимаются равными 0 [2].

Началом схемы обратной последовательности так же, как и прямой, определяют ту точку, в которой объединены свободные концы от всех генерирующих и нагрузочных ветвей – это точка нулевого потенциала схемы соответствующей последовательности [2].

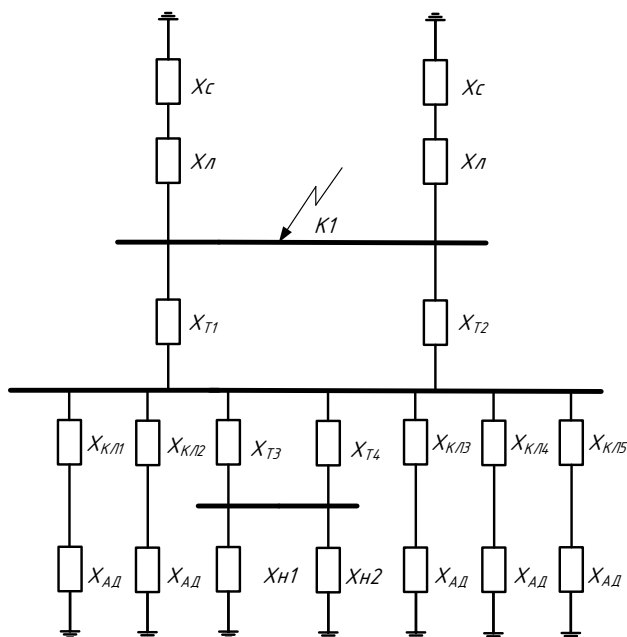


Рисунок 13 – Схема замещения обратной последовательности

### 4.2 Определение параметров элементов схемы замещения обратной последовательности

Вводим обозначения: верхний индекс (о) определяет обратную последовательность, индекс (п) аналогично – прямую.

Значения сопротивлений обратной последовательности имеют следующие параметры:

$$X_C^{(o)} = X_C^{(n)} = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$X_{T1,2}^{(o)} = X_{T1,2}^{(n)} = 15,87 \text{ о.е.}$$

$$X_{T3,4}^{(o)} = X_{T3,4}^{(n)} = 158,7 \text{ о.е.}$$

$$X_{AD}^{(o)} = X_{AD}^{(n)} = 185,85 \text{ о.е.}$$

$$X_H^{(o)} = X_H^{(n)} = 55,56 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л1}^{(o)} = X_{Л1}^{(n)} = 0,161 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2}^{(o)} = X_{Л2}^{(n)} = 0,159 \text{ о.е.}$$

$$X_{KL1}^{(o)} = X_{KL1}^{(n)} = 0,167 \text{ о.е.}$$

$$X_{KL2}^{(o)} = X_{KL2}^{(n)} = 0,17 \text{ о.е.}$$

$$X_{KL3}^{(o)} = X_{KL3}^{(n)} = 0,211 \text{ о.е.}$$

$$X_{KL4}^{(o)} = X_{KL4}^{(n)} = 0,17 \text{ о.е.}$$

$$X_{KL5}^{(o)} = X_{KL5}^{(n)} = 0,185 \text{ о.е.}$$

### 4.3 Эквивалентирование схемы замещения обратной последовательности и нахождение ее параметров

В связи с тем, что значения сопротивлений обратной и прямой последовательностей имеют равные значения, то все преобразования идентичны прямой последовательности. В результате получим следующую схему:

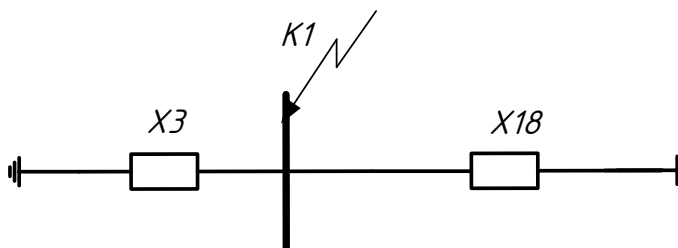


Рисунок 14 – Схема обратной последовательности после преобразований для точки К-1.

Сопротивления обратной последовательности имеют значения:

$$X_3^{(o)} = X_3^{(n)} = 0,535 \text{ о.е.}$$

$$X_{18}^{(o)} = X_{18}^{(n)} = 35,545 \text{ о.е.}$$

Для двухфазного КЗ расчетное дополнительное сопротивление равно:

$$X_9^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{X_3^{(o)}} + \frac{1}{X_{18}^{(o)}}} \quad (53)$$

$$X_9^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{0,535} + \frac{1}{35,545}} = 0,527 \text{ о.е.}$$

$$\Delta X^{(2)} = X_9^{(o)} = 0,527 \text{ о.е.}$$

Ток прямой последовательности будет равен:

$$I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\left(X_9^{(o)} + \Delta X^{(2)}\right)} \cdot I_6 \text{ кА} \quad (54)$$

$$I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{0,99}{0,527 + 0,527} \cdot 5,5 = 5,17 \text{ кА}$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \left| I_{\kappa A1}^{(2)} \right| \quad (55)$$

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 5,17 = 8,96 \text{ кА}$$

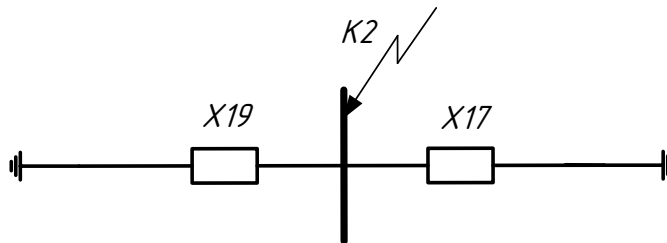


Рисунок 15 – Схема обратной последовательности после преобразований для точки К-2.

$$X_{19}^{(o)} = X_{19}^{(n)} = 8,47 \text{ о.е.}$$

$$X_{17}^{(o)} = X_{17}^{(n)} = 27,61 \text{ о.е.}$$

Для двухфазного КЗ значение дополнительного сопротивления равно:

$$X_9^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{19}^{(o)}} + \frac{1}{X_{17}^{(o)}}} \quad (56)$$

$$X_9^{(o)} = \frac{1}{\frac{1}{8,47} + \frac{1}{27,61}} = 6,5 \text{ о.е.}$$

$$\Delta X^{(2)} = X_9^{(o)} = 6,5 \text{ о.е.}$$

Ток прямой последовательности будет равен:

$$I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{\left(X_9^{(o)} + \Delta X^{(2)}\right)} \cdot I_{\delta} \text{ кА} \quad (57)$$

$$I_{\kappa A1}^{(2)} = \frac{0,99}{8,47 + 27,61} \cdot 91,75 = 3,02 \text{ кА}$$

Модуль полного тока поврежденной фазы:

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \left| I_{\kappa A1}^{(2)} \right| \quad (58)$$

$$I_{\kappa A}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 3,02 = 5,23 \text{ кА}$$

#### 4.4 Составление схемы замещения нулевой последовательности

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно различается со схемами прямой и обратной последовательностей. Ее структура определяется в основном расположением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов и автотрансформаторов расчетной исходной схемы [2].

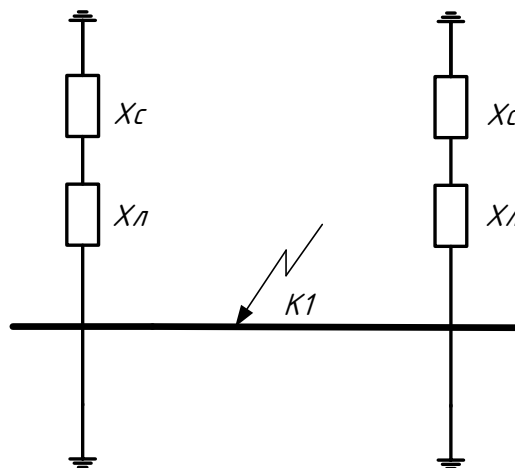


Рисунок 16 – Схема замещения нулевой последовательности



$$X_{\Sigma 0} = \frac{(X_C + 3 \cdot X_{Л1}) \cdot (X_C + 3 \cdot X_{Л2})}{2 \cdot X_C + 3 \cdot X_{Л1} + 3 \cdot X_{Л2}} \quad (59)$$

$$X_{\Sigma 0} = \frac{(0,91 + 3 \cdot 0,161) \cdot (0,91 + 3 \cdot 0,159)}{2 \cdot 0,91 + 3 \cdot 0,161 + 3 \cdot 0,159} = 0,7 \text{ о.е.}$$

Добавочное сопротивление шунта определим по формуле:

$$\Delta X^{(1)} = X_{\Sigma 2} + X_{\Sigma 0} \quad (60)$$

$$\Delta X^{(1)} = 6,5 + 0,7 = 7,2$$

Тогда однофазный ток ПП особой фазы находим, как:

$$I_{\kappa A1}^{(1)} = \frac{E_{\text{ЭКВ}}}{(X_{\text{Э}}^{(1)} + \Delta X^{(1)})} \cdot I_{\sigma} \text{ кА} \quad (61)$$

$$I_{\kappa A1}^{(1)} = \frac{0,99}{7,2 + 7,2} \cdot 5,5 = 0,378 \text{ кА}$$

Фазный ток в точке КЗ аварийной фазы определяем путем умножения тока особой фазы на фазный коэфф.  $m^{(n)}$ .

$$I_{\kappa}^{(1)} = m^n \cdot I_{\kappa 1}^{(1)} \quad (62)$$

Для однофазного короткого замыкания  $m^{(n)} = 3$ .

$$I_{\kappa}^{(1)} = 3 \cdot 0,378 = 1,134 \text{ кА}$$

## 5 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

### 5.1 Общие сведения

Модернизация подстанции «Абалак» включает в себе:

-замену двух существующих силовых трансформаторов 1Т, 2Т мощностью 2,5 МВА на два более мощных трансформатора типа ТМН-6300/110 мощностью 6,3 МВА;

-замена выключателей на стороне высокого напряжения по результатам расчета токов короткого замыкания;

-замена кабельных линий 6 кВ от трансформаторов 1Т, 2Т до вводных шкафов ЗРУ-6 кВ;

-замена кабельных линий 6 кВ от ЗРУ-6 кВ до существующего оборудования: конденсаторных установок 6 кВ и трансформаторов ТП-612;

-установка нелинейных ограничителей перенапряжения 6 кВ со стороны выводов низкого напряжения трансформаторов 1Т, 2Т;

-замена трансформаторов тока в шкафах ввода ЗРУ-6 кВ, с установкой трансформаторов в фазе В.

### 5.2 Выбор электрических аппаратов на напряжение 110 кВ

Если применять электрооборудование одного производителя это в большей степени обеспечит совместимость и упростит эксплуатацию оборудования. Я также руководствовался информацией об исследованиях надежности того или иного оборудования, выбираемого на ПС, а также данными о простоте эксплуатации и обслуживания, которые получил из опыта персонала на преддипломной практике. Не маловажным фактором является стоимость оборудования.

Ключевым фактором является соответствие выбираемого электрооборудования выбранной схеме РУ [10].

#### 5.2.1 Выбор выключателей 110 кВ

Силовые выключатели необходимы для включения и отключения электрических присоединений, и являются важнейшими коммутационными аппаратами в СЭС. Выключатели должны отключать присоединение и при КЗ помимо нормальных режимов работы.

В соответствии с ГОСТ Р 52565-2006 выбор и проверку выключателей выполним по следующим ключевым параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (63)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (64)$$

- по отключающей способности.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{ц,0}^{(3)} \leq I_{отк,ном} \quad (65)$$

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{отк,ном} \quad (66)$$

где  $i_{a,ном}$  – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе, кА;

$\beta_n$  – номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %;

$i_{a,\tau}$  – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ , кА;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов, сек.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов определяется по формуле:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c,\theta} \quad (67)$$

где  $t_{3,\min}$  – минимальное время действия релейной защиты,  $t_{3,\min} = 0,01$  сек;

$t_{c,\theta}$  – собственное время отключения выключателя, сек.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$  равна:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi,0}^{(3)} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (68)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Если условие  $I_{\Pi,0}^{(3)} \leq I_{отк,ном}$  соблюдается, а  $i_{a,\tau} > i_{a,ном}$ , то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току КЗ по условию:

$$(\sqrt{2} I_{\Pi,0}^{(3)} + i_{a,\tau}) \leq I_{отк,ном} \cdot (1 + \frac{\beta_H}{100}) \quad (69)$$

По включающей способности проверка осуществляется по условиям:

$$i_y \leq i_{вкл} \quad (70)$$

$$I_{\Pi,0}^{(3)} \leq I_{вкл} \quad (71)$$

где  $i_y$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя, кА;

$i_{вкл}$  – наибольший пик тока включения, кА;

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

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п.0}^{(3)} \cdot k_y \quad (72)$$

где  $k_y$  – ударный коэффициент.

Также выключатели проверяются на электродинамическую и термическую стойкости.

Электродинамической стойкостью аппарата является его свойство противостоять воздействию тока КЗ в течение первых периодов без механических повреждений, нарушающих его дальнейшую работу.

На электродинамическую стойкость высоковольтный выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин} \quad (73)$$

$$i_y \leq i_{дин} \quad (74)$$

где  $I_{дин}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ, кА;

$i_{дин}$  – наибольший пик тока электродинамической стойкости, кА.

Термической стойкостью аппарата является его способность противостоять кратковременному тепловому действию тока КЗ без повреждений, нарушающих дальнейшую работу.

На стойкость термическую высоковольтный выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \quad (75)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ по расчету, кА<sup>2</sup>с;

$I_{тер}$  – среднеквадратичное значение тока за время его протекания, кА;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости, сек.

Полный импульс квадратичного тока КЗ находим из выражения:

$$B_{\kappa} = I_{п,0}^{(3)2} (t_{отк} + T_a) \quad (76)$$

где  $t_{отк}$  – время отключения, сек.

Согласно ПУЭ время откл. (время действия тока КЗ) равно:

$$t_{отк} = t_{р,з} + t_{отк,в} \quad (77)$$

где  $t_{р,з}$  – время действия основной релейной защиты данной цепи, сек;

$t_{отк,в}$  – полное время отключения выключателя, сек.

На ОРУ 110 кВ принимаем к установке колонковые элегазовые выключатели типа ЛТВ-145 с пружинным приводом типа ВЛК-222, с заводкой от электродвигателя, фирмы производителя АВВ (Рисунок 10).

Конструкция элегазового выключателя ЛТВ145D1/В разработана АВВ Switchgear и базируется на знаниях и опыте, приобретенном, при конструировании выключателей серий НРL и EDF. Энергия, которая необходима для отключения токов КЗ, частично берется от возникающей дуги, за счет увеличения давления, при нагреве газа; в связи с этим энергия привода составляет не более 50 % ее значения для компрессионных элегазовых выключателей обычного типа. Относительно низкое энергопотребление ведет к снижению механических напряжений, что, соответственно, обеспечивает высокую надежность.

В выключателях ЛТВ 145 используются конструктивно простые и надежные пружинные приводы типа ВЛК 222.

Принятые технические решения и позволили получить выключатель с оптимальной конструкцией.

Выключатель ЛТВ145 отвечает всем требованиям из международных стандартов (МЭК) и сертифицирован на соответствие ГОСТ 687-78. Технические условия на выключатель ЛТВ 145 с пружинным приводом ВЛК 222 согласованы с РАО “ЕЭС России”.

Выключатель LTB 145 применяется, при линейных напряжениях до 145 кВ и номинальном токе отключения до 40 кА. Выключатель относится к группе элегазовых колонковых выключателей АББ, которые имеют диапазон напряжений от 72,5 кВ до 800 кВ и обеспечивают отключающую способность до 80 кА.



Рисунок 17 – Внешний вид выключателя LTB-145

Элегазовый выключатель LTB 145 спроектирован с учётом последних достижений в области дугогашения и имеет значительные достоинства:

- Отключение ёмкостных токов без повторных зажигания, что обеспечивается за счет высокой собственной электрической прочности элегаза и оптимизированного перемещения контактов.
- Высокая электрическая прочность даже при атмосферном давлении элегаза, что обеспечивается за счет зазора между разомкнутыми контактами.

- Низкий уровень шума, в результате чего выключатель пригоден для установки в жилых районах.

- Высокая сейсмостойкость, 0,5g со спектром ответа согласно стандарта МЭК 1166 и ГОСТ 17516.1-90, что обеспечивается благодаря оптимальному исполнению полюса и конструкции в целом.

Ток аperiodической составляющей, номинальный:

$$I_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{47}{100} \cdot 40 = 26,59 \text{ кА}$$

Ток аperiodической составляющей в месте установки:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,3 \cdot e^{\frac{-0,035}{0,02}} = 2,26 \text{ кА}$$

Ток термической стойкости:

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2\text{с}$$

Полный импульс квадратичного тока КЗ в месте установки:

$$B_k = 9,3^2 \cdot (2,025 + 0,02) = 176,87 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выключателя ЛТВ-145D<sub>1</sub>/В приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры выбора выключателя ЛТВ 145D<sub>1</sub>/В

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 563,29 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{откл,ном}$
$I_{a,ном} = 26,59 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} = 2,26 \text{ кА}$	$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном}$
$i_{вкл} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{п,0}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$



$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} = 9,3 \text{ кА}$	$I_{п.0}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 3000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 176,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный высоковольтный выключатель прошел проверку по всем расчетным параметрам, а значит может быть принят к установке и эксплуатации.

### 5.2.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – коммутационный аппарат, который создает видимый разрыв в цепи, для безопасного проведения ремонтов и обслуживания, осмотров обесточенных участков и оперативных переключений. Переключения в основном запрещены под нагрузкой, но допускается включать и отключать токи холостого хода трансформаторов и зарядный ток линий, а также производить переключения. Если разъединитель зашунтирован в цепи. Производство переключений под нагрузкой вызывает устойчивую дугу, что приводит к устойчивому короткому замыканию между контактами, это вызывает их оплавление и разрушение разъединителей в целом.

Выбор разъединителей производим по таким расчетным параметрам:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (78)$$

- по максимальному рабочему току

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (79)$$

- по току электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин} \quad (80)$$

- по току термической стойкости

$$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (81)$$

- по конструкции;

- по условиям установки.

На ОРУ 110 кВ примем к установке разъединители типа РГ(П)-110/1000-40-УХЛ1 (Р- разъединитель, Г- горизонтально-поворотный, П – полимерная изоляция), с двигательными приводами ПД-14 необходимыми для дистанционного управления, взамен устаревших РНДЗ-110 с фарфоровой изоляцией и ручным приводом.

Внешний вид линейных разъединителей серии РГП-110/1000-40-УХЛ1 показан на рисунке 18.

На ОРУ 110 устанавливаются разъединители с двумя заземлителями и с одним заземлителем со стороны ведущей колонки.

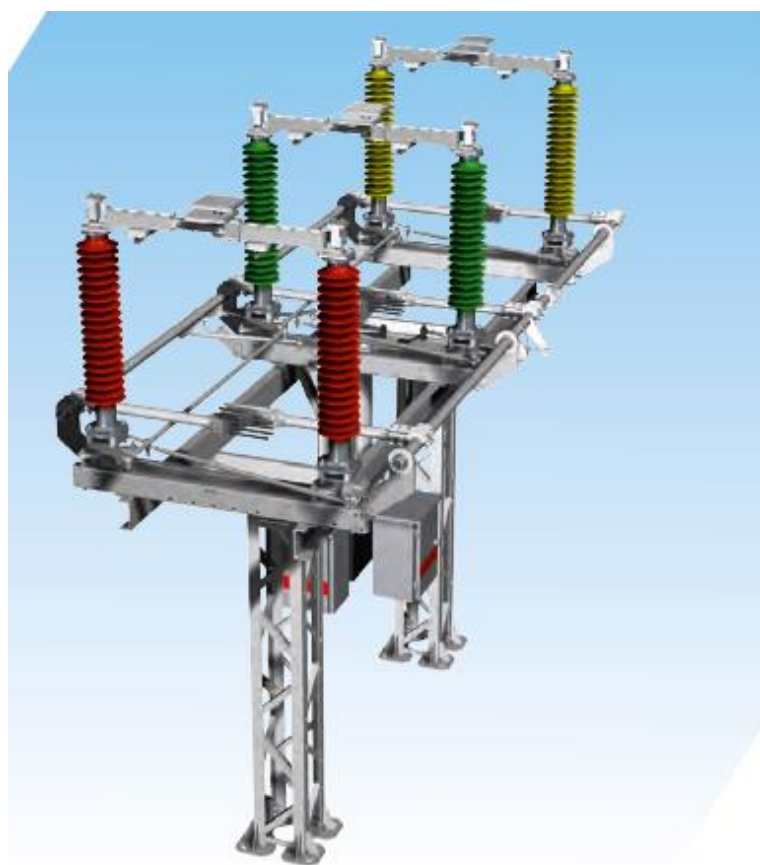


Рисунок 18 - Внешний вид линейных разъединителей серии РГП-110/1000-40-УХЛ1

Преимущества разъединителей данного типа:

1. Контактные выводы позволяют подсоединение как гибкой, так и жесткой ошиновки;
2. Минимальные затраты на обслуживание в процессе эксплуатации;

3. Существует возможность килевой установки разъединителей;
4. Для дополнительной безопасности могут быть укомплектованы защитными козырьками
5. Экономия на дополнительных затратах при монтаже, так как разъединители поставляются отрегулированными, также в комплект входят соединительные элементы, что позволяет отказаться от сварки.

Сопоставление каталожных данных с расчетными для разъединителя РГП-110/1000-40-УХЛ1 представлены в таблице 4.

Ток термической стойкости в таблице представлен для главных и заземляющих ножей.

Таблица 4 – Параметры выбора разъединителя РГП-110/1000-40-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 563,29 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 3000 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 176,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,94 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$

Данный разъединитель прошел проверку по всем параметрам и в дальнейшем может быть принят к установке, заменяя РНДЗ-110.

В установке ЗРУ-6 кВ в разъединителях нет необходимости, потому что видимый разрыв для обслуживающего персонала выполняется посредством выкатывания ячейки какого-либо присоединения, следовательно, выбор этих аппаратов для данных распреустройств не производим.

### 5.2.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока необходимы для подключения приборов измерения и устройств защиты и управления, а также для защитной функции для цепей вторичных соединений от высокого напряжения в КРУ внутренней и

наружной установки [5].

Выбор трансформаторов тока производим следующим образом:

- по напряжению установки;
- по номинальному току, причем номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки[5];
- по току электродинамической стойкости;
- по току термической стойкости;
- по конструкции и классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (82)$$

где  $Z_{2ном}$  – допустимая номинальная нагрузка трансформатора тока в выбранном собственном классе точности, Ом.

Индуктивное сопротивление цепей тока небольшое, поэтому

$$Z_2 \approx R_2 \quad (83)$$

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , соединительных проводников  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{приб} + R_{пр} + R_K \quad (84)$$

Сопротивление контактов является равным 0,05 Ом, при двух-трех приборах и 0,01 Ом, при бóльшем количестве приборов [5].

Сопротивление для приборов определяется из формулы:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (85)$$

где  $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводников должно соответствовать условию:

$$r_{пр} \leq Z_{2ном} - r_{приб} - r_K \quad (86)$$

Исходя из условия выше найдем минимальное сечение проводника:

$$S_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}} \quad (87)$$

где  $\gamma$  – удельная проводимость проводникового материала,  $54 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$  - для меди;

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока с приборами, м [5].

Длину соединительных проводников от трансформатора тока до приборов принимаем для разных присоединений примерно равной следующим значениям, приведенным в таблице 5.

Таблица 5 – Длина соединительных проводов от ТТ до приборов

Присоединение, кВ	Длина, м
КРУ 6-10 кВ	3-5
ОРУ 110 кВ	75-100

В качестве наглядного примера произведем расчет для выбора трансформатора тока на ОРУ 110 кВ. На вводах ВН силового трансформатора устанавливаются ТТ серии ТВ-СВЭЛ-110-IV-50/5 с классом точности 0,2; 0,2S в зависимости от различных номинальных токов.

В таблице 6 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 6 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках РУ 110кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Ваттметр	СР3021	5	0	5
Варметр	СТ3021	5	5	5

Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2	0	2
ФИП	ИМФ-3Р	1,5	1,5	1,5
Итого		17,5	10,5	17,5

Определяем общее сопротивление приборов, по формуле (28):

$$r_{\text{приб}} = \frac{17,5}{5^2} = 0,7 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов, по формуле (29)

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,7 - 0,01 = 1,29 \text{ Ом}$$

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (88)$$

$$s_{\text{min}} = \frac{100}{54 \cdot 1,29} = 1,44 \text{ мм}^2$$

По полученному сечению к установке принимаем кабель КРВГ - кабель контрольный с медными жилами, резиновой изоляцией, в ПВХ оболочке, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Проверяем его соответствие по условию выбора ТТ с учетом принятого к установке сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{100}{54 \cdot 2,5} = 0,74 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,74 + 0,7 + 0,01 = 1,45 \text{ Ом}$$

Внешний вид трансформатора тока серии ТВ-СВЭЛ-110-IV-50/5 приведен на рисунке 19.



Рисунок 19 - Внешний вид ТТ серии ТВ-СВЭЛ-110-IV-50/5

Как видно, требуемое условие соблюдается. Остальные расчетные условия приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Каталожные и расчетные данные ТВ-СВЭЛ-110-IV-50/5

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 50 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 31,5 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 5 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,45 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{y\delta} = 20,94 \text{ кА}$	$I_{y\delta} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 31,47 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем проверочным условиям.

#### 5.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения необходимы для питания вольтметровых обмоток приборов учета и приборов для осуществления контроля за напряжением, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [5].

Трансформаторы напряжения выбираются согласно условиям:

- по U;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (89)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех приборов и реле, присоединенных к ТН.

При превышении нагрузки всех приборов и реле номинальной мощности трансформатора напряжения, необходимо установить второй трансформатор напряжения, на который подсоединим оставшуюся часть приборов учета и защиты.

Для наглядного примера подробно осуществим выбор трансформаторов напряжения на ОРУ 110 кВ. Перечень тех приборов, которые подключаются к ТН, представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка ТН на ОРУ 110 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	2	4
Ваттметр	СР3021	5	2	10
Варметр	СВ3021	5	2	10
Итого				41,5

Для присоединения приборов ко вторичной обмотке ТН необходимо выбрать КЛ. Выбор осуществляем по допустимой потере напряжения:

$$q_{\min} = \rho \cdot \frac{l_{np} \cdot I_2}{\Delta U_{2\text{доп}} \cdot U_{2H}} \cdot 100 \% \quad (90)$$

где  $\Delta U_{2\text{доп}} = 0,5 \%$  – допустимые потери напряжения;

$U_{2H} = 100 / \sqrt{3}$  кВ – напряжение на вторичной обмотке.

Расчетный ток во вторичной обмотке ТН будет равен:

$$I_2 = \frac{S_{2p}}{U_{2H}} \quad (91)$$

$$I_2 = \frac{41,5 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,72 \text{ A}$$



Получим минимальное сечение, равное:

$$q_{\min} = 0,018 \cdot \frac{100 \cdot 0,72 \cdot \sqrt{3}}{0,5 \cdot 100} = 0,044 \text{ мм}^2$$

Расчетное сечение получилось меньше минимально допустимого согласно ПУЭ, поэтому примем медный кабель марки КРВГ сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Примем к установке на ОРУ 110 кВ трансформаторы напряжения индуктивные антирезонансные элегазовые серии НАМИ-110-II-У1 производства ОАО ВО «Электроаппарат» (Санкт-Петербург).



Рисунок 20 - Внешний вид ТН серии НАМИ-110-II-У1

Сопоставление каталожных и расчетных данных данного трансформатора напряжения с расчетными приведено в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИ--110--У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 200 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 41,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

### 5.2.5 Выбор ОПН

Нелинейные ограничители перенапряжений производства АББ служат для первичной защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений. Активные элементы (цинк-оксидные варисторы) ограничителей перенапряжения АББ изготавливают из керамического материала с высокой нелинейной характеристикой. Благодаря чему обеспечивается постоянная стабильность характеристик ОПН.

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения осуществляем в зависимости от номинального напряжения в месте планируемой установки, т.к. уточненных параметров для их выбора нет [4].

На стороне высокого напряжения 110 кВ выбираем ОПН марки NS PEXLIM Q фирмы АББ с параметрами:

Таблица 10 – Характеристики NS PEXLIM R

Напряжение сети	24-170 кВ
Класс напряжения ОПН	18-144 кВ
Номинальный разрядный ток (МЭК)	10 кА
Удельная энергоемкость	5,1 кДж/кВ
Ток взрывобезопасности	50 кА



Рисунок 21 – ограничитель перенапряжения HS PEXLIM R

Предназначены ОПН для защиты электротехнического оборудования от грозовых и коммутационных ПН в сетях переменного тока с частотой 50–60 Гц с заземленной нейтралью.

#### 5.2.6 Выбор и проверка ошиновки

В РУ напряжением 35 кВ и выше в качестве ошиновки применяются гибкие конструкции из провода марки АС, что является гибкой ошиновкой. Аналогичным образом будем использовать гибкие провода марки АС для связи силовых трансформаторов с ОРУ. Связь ЗРУ 6 кВ с силовыми трансформаторами выполнена в виде токопровода, где провода расположены в кольцах-обоймах. Два провода обычно несут чисто механическую нагрузку и выполнены из сталеалюминия. Остальные провода – алюминиевые, токопроводящие. Для уменьшения общей стоимости токопровода выгоднее применять провода большего сечения, для уменьшения числа пучков проводов в токопроводе. В предложенном мною варианте гибкая ошиновка используется только в качестве связи оборудования на ОРУ-110 кВ и для связи понижающих трансформаторов с ЗРУ 6 кВ

По длительно-допустимому току будем производить выбор сечения и

дальнейшую проверку шинной конструкции:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (92)$$

На ОРУ 110 кВ будем использовать ошиновку, выполненную сталеалюминевыми проводами марки АС-240/39. Выполним проверку по допустимому току:

$$564 \leq 610 \text{ А.}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q \quad (93)$$

где  $C$  – коэффициент, зависящий от материала провода; для алюминия равен 90.

Проверим выбранное сечение на термическое действие тока КЗ:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{176,87}}{90} = 147,8$$

$$147,8 \leq 240 \text{ мм}^2$$

Данное сечение проходит по термической стойкости.

На электродинамическое действие тока КЗ гибкие шины проверяются, при  $I_{\text{п0}}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ . В нашем случае трехфазный ток КЗ равен 9,3 кА, поэтому проверка на электродинамическую стойкость не производится [5].

Для завершения выбора гибкой ошиновки необходимо воспользоваться проверкой на коронирование провода. Провода проверяются по условиям короны только на напряжении выше 35 кВ. Корона приводит к возникновению дополнительных потерь электроэнергии, также корона оказывает влияние на радиопомехи и возникновении озона, который оказывает отрицательное как экологическое влияние, так и техническое, воздействуя на контактные соединения.

Разряд в виде короны возникает, при максимальном параметре начальной критической напряженности ЭП,  $\kappa B/cm$ :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (94)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (0,82 для многопроволочных проводов);

$r_0$  – радиус провода,  $см$ .

Напряженность электрического поля вблизи поверхности нерасщепленного провода находим по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (95)$$

где  $U$  – линейное напряжение,  $\kappa B$ ;

$D_{cp}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз,  $см$ .

Стоит учесть, что при горизонтальном расположении фаз: напряженность на среднем проводе приблизительно на 7 % больше величин, которые определяются по формуле (95).

Провода не будут коронировать, в случае если будет соблюдаться условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (96)$$

Итак, для провода марки АС-300 критическая напряженность электрического поля будет равна,  $\kappa B/cm$ :

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,63$$

Напряженность электрического поля вблизи поверхности провода составит:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,2 \cdot \lg \frac{504}{1,2}} = 12,93 \text{ кВ}$$

Проверим согласно условию (96):

$$1,07 \cdot 12,93 \leq 0,9 \cdot 31,63$$

$$13,84 \leq 28,47$$

Условие выполняется, а значит, коронный разряд возникать не будет.

Выбранное сечение АС-240/39 подходит по всем условиям и может использоваться в качестве ошиновки в ОРУ 110 кВ.

Произведем выбор гибкого токопровода от трансформатора до ЗРУ 6 кВ. Предварительно примем провод марки АС сечением 240 мм<sup>2</sup>.

Проверяем сечение по длительно-допустимому току:

$$564 \leq 610 \text{ А}$$

На термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{87,62}}{90} = 104 \text{ мм}^2$$

На электродинамическую стойкость данный провод не проверяем, так как ток короткого замыкания на шинах 6 кВ составляет 13,79 кА, что меньше требуемого условия.

Исходя из полученных результатов в ходе проведения расчетов выбираем токопровод АС-240/32 для связи трансформатора с распределительным устройством 6 кВ, так как он проходит проверку по всем условиям и принят к установке.

В качестве токопровода для связи ЗРУ 6 кВ с трансформатором будем использовать, как написано выше, пучок из нескольких проводов, скрученных по окружности в кольцах-обоймах.

### 5.2.7 Выбор изоляторов на ОРУ 110 кВ

В качестве несущих конструкций в РУ для токопроводящих частей, используются изоляторы, которые в зависимости от места применения могут быть проходными, опорными или подвесными.

Согласно разрабатываемого проекта ошиновка ОРУ 110 кВ крепится к линейным порталам при помощи подвесных изоляторов, выполненных в виде гирлянды. Изоляционные конструкции всегда выбираются по длине пути утечки, см:

$$L = \lambda_3 \cdot U \cdot K \quad (97)$$

где  $\lambda_3$  – удельная эффективная длина пути утечки, см/кВ (Таблица 4, [6]);

$U$  – наибольшее рабочее междуфазное напряжение, кВ (по ГОСТ 721-77);

$K$  – коэффициент эффективности (Приложение 1, [6]).

Коэффициент эффективности  $K$ , изоляционных конструкций, составленных из однотипных изоляторов, следует определять, как [6]:

$$K = K_{II} \cdot K_K \quad (98)$$

$$K = 1,20 \cdot 1,05 = 1,26$$

Число изоляторов в гирлянде определяется как:

$$m = \frac{L}{L_{II}} \quad (99)$$

где  $L_{II}$  – длина пути утечки одного изолятора.

Для ОРУ 110 кВ к расчетному значению формулы (99) необходимо прибавить еще 2 изолятора, с целью обеспечения надежности.

В моем проекте выбираем изоляторы подвешного типа для системы шин 110 кВ.

Длина пути утечки составит:

$$L = 1,5 \cdot 126 \cdot 1,26 = 238,14 \text{ см}$$

В качестве подвесных изоляторов будем использовать стеклянные тарельчатые изоляторы марки ПС70Е с длиной пути утечки 310 мм. Число изоляторов в гирлянде составит:

$$m = \frac{238,14}{31} + 2 = 7,68 + 2 = 9,68$$

При расчете количества изоляторов по п. 2.2.3 значения  $m$  для ВЛ 6-750 кВ следует округлять до целого числа в большую сторону. В расчете используются минимальные значения длины пути утечки [6].

Округляя до целого получим 10 изоляторов в гирлянде на ОРУ 110 кВ.

В качестве опорных изоляторов для ОРУ 110 кВ первоначально примем опорные стержневые изоляторы с полимерной оболочкой типа ОСК-110 предназначенных для изоляции и крепления токоведущих частей друг с другом в электрических аппаратах, РУ электрических станций и ПС переменного тока классом напряжения до 110 кВ.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке,  $H$ :

$$F_{расч} \leq F_{дон} \tag{100}$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.



$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (101)$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

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

Максимальное усилие, действующее на изгиб, находим по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (102)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между изоляторами, м.

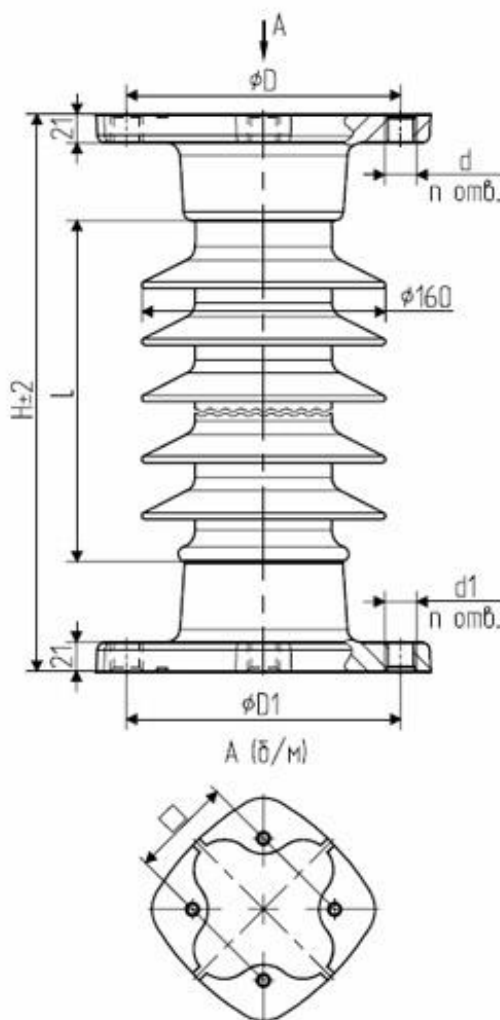


Рисунок 22 – Общий вид изолятора ОСК 10-110-2 УХЛ 1

Допустимое тяжение проводов в горизонтальной плоскости шинных опор для крепления проводов составляет 1480 Н.

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot 1480 = 888 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 20940^2 \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 75,85 \text{ Н}$$

Проверка по условию (100):

$$75,85 \leq 888 \text{ Н}$$

Данный изолятор соответствует всем рассчитанным условиям выбора и может быть принят к установке.

### 5.3 Выбор электрических аппаратов на напряжение 6 кВ

#### 5.3.1 Выбор ЗРУ-6 кВ

Для ЗРУ 6 кВ примем к установке ячейки типа КРУ-2-10 производства АО «КЭМОН» (Рисунок 23). ЗРУ с применением данных ячеек изготавливается в виде блочно-модульного здания со встроенными в него ячейками, причем ЗРУ до пяти ячеек выполняются в транспортабельном, полностью собранном на заводе блоке, что во многом упрощает монтаж.



Рисунок 23 – Общий вид ячейки КРУ-2-10

### Конструктивные особенности КРУ-2-10:

Корпус КРУ2-10 разделен шторками, главным образом для обеспечения безопасного обслуживания, а также для устранения и локализации аварий. В выкатном элементе располагается вакуумный выключатель, который выкатывается в три положения в соответствии с необходимостью эксплуатации или ремонта. Тележка обладает двумя подвижными контактами – разъединителями, которые обеспечивают блокировку при неверных действиях персонала. При выкатывании тележки с изначально отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель, при этом, будет отключен от сборных шин и вводов КЛ.

#### 5.3.2 Выбор выключателей 6 кВ

В связи с ретрофитом, в старые шкафы КРУ-2-10 устанавливаются новые выключатели Evolis 6 кВ, взамен морально устаревших масляных выключателей ВМП-10, которые не отвечают требованиям взрыво- и пожаробезопасности.

#### *Преимущества:*

- Простота конструкции, высокая надежность
- Высокий коммутационный ресурс
- Пружинно-моторный привод, который обеспечивает возможность включения без оперативного питания
- Все элементы ручного управления и индикации расположены на лицевой панели
- Различные версии выключателя достаточно просто адаптируются под любой тип ячейки

#### *Применение:*

- Обслуживание и защита электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением от 6 до 20 кВ.

- Используется в новых и реконструируемых распределительных устройствах и установках СН объектов генерации электроэнергии, промышленных предприятий и нефтегазовой отрасли.

Расчет для проверки выключателя Evolis 6 кВ ведется аналогично с расчетом высоковольтного выключателя на стороне 110 кВ (см. п. 5.3.1):

Выключатели проверяются также на электродинамическую и термическую стойкость.

Электродинамической стойкостью аппарата называют свойство противостоять влиянию тока КЗ в течение первых периодов без механических повреждений, нарушающих его дальнейшую работу.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

Таблица 11 – Параметры выбора выключателя ВВ Evolis - 12P1-25-1250

Каталожные данные	Расчетные данные (Q СТ)	Условия выбора и проверки
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб. max} = 578 \text{ А}$	$I_{раб. max} \leq I_{ном}$
$I_{откл, ном} = 25 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 13,93 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{откл, ном}$
$I_{а, ном} = 16,45 \text{ кА}$	$i_{а, \tau} = 2,04 \text{ кА}$	$i_{а, \tau} \leq i_{а, ном}$
$i_{вкл} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,36 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{вкл}$
$i_{дин} = 64 \text{ кА}$	$i_{уд} = 31,36 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} = 13,79 \text{ кА}$	$I_{п.о}^{(3)} \leq I_{дин}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 389 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

Данный выключатель прошел все проверки и может быть принят к установке в ячейках ЗРУ-6 кВ.

В ЗРУ 6 кВ примем к установке в вводных ячейках КРУ-2-10, производства АО «КЭМОН», вакуумные выключатели Evolis – 1250-6 кВ.



Рисунок 24 – Внешний вид выключателя Evolis

Расчетные токи КЗ и ударный ток для проверки на электродинамическую и термическую устойчивость рассчитаны в главе 3.5.

В ячейках, отходящих от ЗРУ-6кВ к потребителю, будут установлены выключатели той же серии, что и в вводных ячейках, но на меньший номинальный ток. Выключатели в отходящих ячейках будут одинаковыми, так как нагрузка абсолютна идентична для каждого отходящего от ЗРУ-6 кВ присоединения.

К установке вакуумного выкатного выключателя принимаем выключатель серии Evolis - 12P1-25-630, который обладает аналогичными характеристиками с выключателем серии Evolis - 12P1-25-1250, в связи с чем, проверка

выкатных выключателей, принятых к установке, в отходящих ячейках ЗРУ-6кВ не проводится.

### 5.3.3 Выбор и проверка трансформатора тока

Выбор и проверка трансформаторов тока производится по методике, приведенной в главе 5.2.3.

Устанавливаем, согласно комплектации ЗРУ, трансформаторы тока на номинальное напряжение 6 кВ. Расчетные токи КЗ и ударный ток для проверки на электродинамическую и термическую устойчивость рассчитаны в главе 3.4.

В таблице 12 представлен перечень приборов, подключаемых к ТТ.

Таблица 12 – Измерительные приборы и приборы учета в ячейках ЗРУ 6кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах.		
		А	В	С
Амперметр	СА3021	4	4	4
Ваттметр	СР3021	5	5	5
Варметр	СТ3021	5	5	5
Счетчик акт. и реакт. эл. эн.	СЭТ-4ТМ.03М	2	0	2
Итого		16	9	16

Определяем общее сопротивление подключаемых приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{16}{5^2} = 0,64 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,64 - 0,01 = 1,35 \text{ Ом.}$$

Применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина согласно таблице 5 составляет 3 – 5 м, тогда сечение:

$$s_{\min} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} \quad (103)$$

$$s_{\min} = \frac{5}{54 \cdot 1,35} = 0,069 \text{ мм}^2$$

По рассчитанному сечению принимаем кабель КРВГ - кабель контрольный с медными жилами, резиновой изоляцией, в ПВХ оболочке, сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Проверяем соответствие условию выбора ТТ с учетом данного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{5}{54 \cdot 2,5} = 0,037 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0,037 + 0,64 + 0,01 = 0,69 \text{ Ом}$$

Технические характеристики трансформатора тока ТПЛ-10-М представлены в таблице 13.



Рисунок 25 – Внешний вид ТТ серии ТПЛ-10-М

Таблица 13- Технические характеристики трансформатора тока ТПЛ-10-

М

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение сети, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный первичный ток, А	1000
Номинальный вторичный ток, А	5
Число вторичных обмоток, не более	3
Номинальные вторичные нагрузки с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$ , ВА	
– обмотки измерения	3; 30
– обмотки для защиты	15
Номинальный класс точности:	
–измерений и учета	0,2S; 0,2; 0,5S; 0,5
– для защиты	5P или 10P
Ток термической стойкости, кА,	45
Ток электродинамической стойкости, кА,	200

Как видим, требуемое условие по нагрузке трансформатора тока соблюдается.

Расчетные условия приведены в таблице 14, ниже.



Таблица 14 – Каталожные и расчетные данные ТПЛ-10-М

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_n$
$I_n = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.мах} = 578 \text{ А}$	$I_{раб.мах} \leq I_n$
$Z_{2н} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,69 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2н}$
$I_{дин} = 200 \text{ кА}$	$I_{y\partial} = 31,36 \text{ кА}$	$I_{y\partial} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 389 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Исходя из требований производителя терминалов Seram 1000+ Т87 трансформаторы тока будут устанавливаться во всех трех фазах. Таким образом выбираем трансформатор тока на стороне 6 кВ серии ТПЛ-10-М, взамен устаревших ТОЛ-10, добавляя трансформатор тока в фазу В, для нормального функционирования защит. Для обеспечения работы дифференциальной защиты СТ выполняется замена трансформаторов тока в фазах «А» и «С».

#### 5.3.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Расчет и проверка трансформатора напряжения производится аналогично расчету ТН на стороне 110 кВ (см. п. 5.3.4).

Перечень приборов, подключаемых к ТН представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТН на ЗРУ 6 кВ (на одну фазу)

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5
Вольтметр трехфазный	СВ3021	7,5	1	7,5
Частотомер	СС3021	5	1	5
Счетчик акт. и реакт. эл.энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2	7	14

Прибор	Тип	S прибора, ВА	Количество приборов	Общая мощность S, ВА
Ваттметр	CP3021	5	7	35
Варметр	CB3021	5	7	35
Итого				101,5

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для ЗНОЛ-ПМ-6

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 6 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{ном} = 400 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 101,5 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

### 5.3.5 Выбор и проверка ошиновки 6 кВ

Жесткая ошиновка в ЗРУ 6кВ соединяет ячейки между собой посредством проходных изоляторов, связи осуществляется через боковые стенки.

Комплектация распределительного устройства включает в себя уже подобранную под данные параметры ЗРУ ошиновку, что позволяет мне не проводить необходимые расчеты, нужные для проверки механической прочности, выбора и проверки сечения шин, так как это нецелесообразно. Выполним проверку по основным условиям, что является необходимым и достаточным.

- по длительно допустимому току

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{дон}} \quad (104)$$

- по току термической стойкости

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \quad (105)$$

- по току электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин} \quad (106)$$

Результаты сравнения номинальных параметров с расчетными для шин в ЗРУ 6 кВ приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для жестких шин в ЗРУ 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия проверки
$I_{ном} = 2500 \text{ A}$	$I_{раб.маx} = 578 \text{ A}$	$I_{раб.маx} \leq I_{ном}$
$i_{дин} = 81 \text{ кA}$	$i_{уд} = 31,36 \text{ кA}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977 \text{ кA}^2\text{с}$	$B_{к} = 421,55 \text{ кA}^2\text{с}$	$B_{к} \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

### 5.3.6 Выбор изоляторов

В качестве закрепления ошиновки силового трансформатора со стороны НН 6 кВ буду применять изоляторы опорные расположенные на несущей конструкции, или же в общем эти конструкции называют шинными опорами.

Опорные изоляторы выбираются по следующим параметрам:

- по напряжению установки;
- по месту установки;
- по допускаемой механической нагрузке,  $H$ :

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (107)$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{дон}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора.

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (108)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

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

Максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (109)$$

где  $a$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между изоляторами.

Производим выбор опорного изолятора для ошиновки трансформатора 6 кВ. Предварительно примем к установке изолятор типа ИШОС-10-20-2 УХЛ1 (изолятор шинный опорный стеклянный наружной установки)

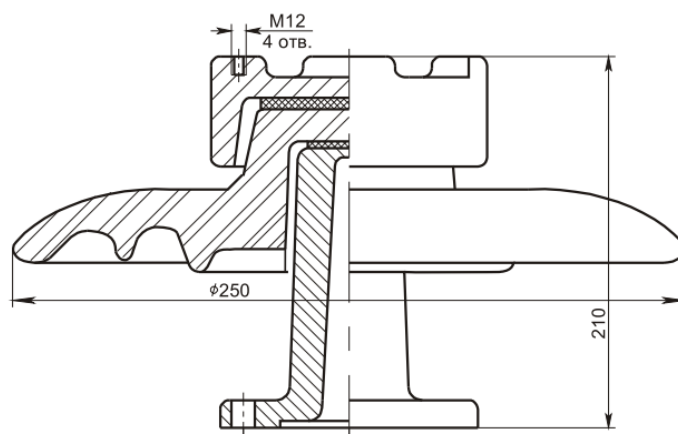


Рисунок 26 – Общий вид изолятора ИШОС-10-20-2 УХЛ1

Допустимая нагрузка для данного изолятора:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 20000 = 12000 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{31360^2}{1} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 1020,8 \text{ Н}$$

Проверка по условию:

$$1020,8 \leq 12000 \text{ Н}$$

Данный изолятор обладает относительно большим запасом прочности и, соответственно, может быть принят к установке.

На отходящих фидерах в ячейках необходимо также выбрать проходные изоляторы, которые соединяют кабельную линию с шинами 6 кВ, через вакуумный выключатель Evolis.

Данные изоляторы выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по номинальному току;
- по допустимой нагрузке.

В ЗРУ 6 кВ типа КРУ-2-10 производителем предлагаются к установке проходные изоляторы типа ИПП-10/1250-7,5-УХЛ 2 (Изолятор проходной полимерный, Рисунок 27).

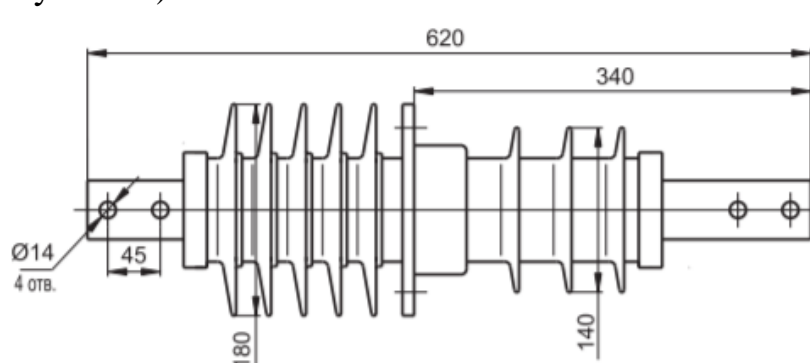


Рисунок 27 – Общий вид изолятора ИППУ-10/1000-8 УХЛ1

Данные изоляторы характеризуются с положительной стороны в плане отсутствия хрупкости, так как изоляция является полимерной, что является преимуществом в эксплуатации и обслуживании, так же данный тип изоляторов имеет стойкость к динамическим ударным воздействиям, плюсом ко всему идет его устойчивая работа в условиях сильного загрязнения.

Выполним проверку по току согласно условию (11):

$$578 \leq 1000 A$$

Допустимая нагрузка для изолятора равна:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{31360^2}{1} \cdot 1 \cdot 10^{-7} = 170,13 \text{ Н}$$

Проверка по условию (43):

$$170,13 \leq 4500 H$$

Данный проходной изолятор соответствует всем условиям и может быть принят к установке.

### 5.3.7 Выбор ОПН на стороне 6 кВ

Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения ведется в зависимости от номинального значения напряжения в месте установки, т.к. уточненных параметров их выбора нет [4].

На стороне низкого напряжения 6 кВ выбираем ОПН марки ОПН-РТ 6/7,6 фирмы «Таврида Электрик» с параметрами:

Таблица 18 – Характеристики ОПН-РТ 6/7,6

Напряжение сети	6 кВ
Класс напряжения ОПН	6-10 кВ
Номинальный разрядный ток (МЭК)	15 кА
Удельная энергоемкость	4,6 кДж/кВ
Ток взрывобезопасности	30 кА

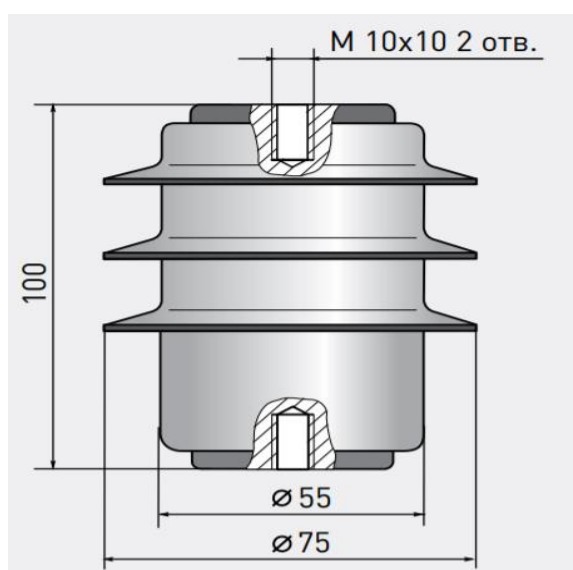


Рисунок 28 – Общий вид ОПН-РТ 6/7,6

### 5.3.8 Выбор предохранителей

Условия выбора:

1. Выбор по номинальному напряжению по формуле.
2. Выбор по номинальному длительному току по формуле.

$$I_{p.m} = \frac{S_{TCH}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (110)$$

$$I_{p.m} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 6} = 3,85$$

где  $S_{TCH}$  – мощность трансформатора собственных нужд.

Паспортные данные ТСН ТЛС-40-6/0,4:

$$S_H = 40 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad U_H = 10/0,4 \text{ кВ} \quad \Delta P_{XX} = 200 \text{ Вт}$$

$$\Delta P_{K3} = 650 \text{ Вт} \quad i_{XX} = 1,8\% \quad u_{K3} = 2,8\%$$

3. Выбор по номинальному току отключения по формуле

$$I_{\text{ном,отк}} \geq I_{\text{к.з.}}^{(3)} \quad (111)$$

$$20 \geq 13,39$$

Выбираем предохранитель на трансформатор собственных нужд типа ПК-6-10-20 УЗ, по таблице 23-18 [3].



Рисунок 29 – Внешний вид предохранителя ПК-6-10-20 УЗ

### 5.3.9 Замена и проверка кабельных линий

В связи с увеличением нагрузки необходимо произвести замену кабельных линий на участках:

- КЛ от трансформаторов 1Т, 2Т до вводных шкафов ЗРУ-6 кВ;
- КЛ от ЗРУ-6 кВ до существующего оборудования и трансформаторов ТП-612.

Выбор будем производить по длительно допустимому току.

Трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-6 кВ составляет 13,79 кА. Подключение кабельной линии к РУ осуществляется через вакуумный выключатель типа Evolis (фирмы Schneider Electric).

Сечение кабельной линии на напряжение 6(10) кВ выбирают по нагреву расчетным током, проверяют по термической стойкости к токам КЗ, потерям напряжения в нормальном и послеаварийном режимах.

1. Определяем расчетный ток в нормальном режиме (оба трансформатора включены).

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}/2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (112)$$

где:

$n$  – количество кабелей к присоединению;

2. Определяем расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (113)$$

3. Определяем экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25.

Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается:

$$S = \frac{I_{\text{расч}}}{J_{\text{э}}} \quad (114)$$

$J_{\text{э}} = 1,4$  – нормированное значение экономической плотности тока (А/мм<sup>2</sup>) выбираем по ПУЭ таблица 1.3.36, с учетом что время использования



максимальной нагрузки  $T_{\max}=4000$  ч. Сечение округляем до ближайшего целого.

4. Длительно допустимый ток для кабеля с ранее выбранным сечением находим по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16.

5. Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие  $I_{\phi} > I_{\text{расч.ав}}$ .

$$I_{\phi} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot I_{\text{длит.доп}} \quad (115)$$

Коэффициент  $k_1$ , учитывающий температуру среды, отличающуюся от расчетной, выбираем по таблице 2.9 [Л1. с 55] и таблице 1.3.3 ПУЭ. Учитывая, что кабель будет прокладываться в трубах в земле. По таблице 2-9 температура среды по нормам составляет  $+25$  °С. Температура жил кабеля составляет  $+65$ °С, в соответствии с ПУЭ, изд.7 пункт 1.3.12.

Для связи выводов низкого напряжения трансформаторов с вводными ячейками ЗРУ-6 кВ предположительно выбираем кабель марки ПВВнг(В)-6-LS (1×150/50) длиной 30 м.

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(В) - не распространяет горение при групповой прокладке по кат. В

1 - количество жил

150 - сечение жилы

50 - сечение экрана

Расчетный ток в нормальном режиме будет равен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{2520/2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 141,35$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{2520}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 242,7$$

Экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25:

$$S = \frac{141,08}{1,4} = 130$$

Сечение округляем до 150 мм<sup>2</sup>.

Длительно допустимый ток для кабеля с ранее выбранным сечением находим по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16.

$$I_{\text{длит.доп}} = 255 \text{ А}$$

Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие  $I_{\phi} > I_{\text{расч.ав}}$ .

По ПУЭ таблица 1.3.3 выбираем коэффициент  $k_1 = 1,22$ .

Коэффициент  $k_2$  – учитывающий удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий), выбирается по ПУЭ 7 изд. таблица 1.3.23. В моем случае поправочный коэффициент для нормальной почвы с удельным сопротивлением 120 К/Вт составит  $k_2 = 1$ .

Определяем коэффициент  $k_3$  по ПУЭ таблица 1.3.26 учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее (в трубах или без труб), с учетом, что в одной траншее прокладывается три кабеля. Принимаем  $k_3 = 0,85$ .

$$I_{\phi} = 1,22 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 255 = 264,4$$

$$264,4 > 242,7$$

6. Проверяем кабель ПВВнг(В)-6-LS (1×150/50) по термической устойчивости согласно ПУЭ пункт 1.4.17.

$$S_{\text{мин}} = I_{\text{к.з.}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{л}}}}{C} \quad (116)$$

$$S_{\text{мин}} = 13,79 \cdot \frac{\sqrt{0,345}}{95} \cdot 10^3 = 90$$

$$150 > 90 \text{ (Условие выполняется)}$$

$I_{\text{к.з.}} = 13790 \text{ А}$  - трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-6 кВ;

$t_{\text{л}} = t_{\text{з}} + t_{\text{о.в}} = 0,3 + 0,045 \text{ с} = 0,345 \text{ с}$  - время действия защиты с учетом полного отключения выключателя;

$t_z = 0,3$  с – время действия максимально-токовой защиты;

$t_{0.в} = 45$ мс или  $0,045$  с - полное время отключения вакуумного выключателя типа Evolis;

$C = 95$  - термический коэффициент при номинальных условиях, определяемый по табл. 2-8, для кабелей с алюминиевыми жилами.

7. Проверяем кабель на потери напряжения:

В нормальном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (117)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 141,35 \cdot 0,09 \cdot (0,208 \cdot 0,85 + 0,074 \cdot 0,53) = 4,75 \text{ В}$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч.ав.} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (118)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 282,7 \cdot 0,09 \cdot (0,208 \cdot 0,85 + 0,074 \cdot 0,53) = 9,5 \text{ В}$$

Из расчетов видно, что потери напряжения в линии незначительные, следовательно, напряжение у потребителей практически не будет отличаться от номинального.



Рисунок 30 – Внешний вид ПВВнг(В)-6-LS (1×150/50)

Все условия выбора соблюдаются, кабель пригоден к установке.

Для связи ЗРУ-6 кВ с установленным оборудованием будут использоваться идентичные кабельные линии, так как на отходящих присоединениях

расположено одинаковое оборудование, одной мощности, предположительно выбираем кабель марки ААШв-3×70 длиной 90 м.

А - жила из алюминия.

А - оболочка из алюминия.

Шв - защитный покров из ПВХ пластиката.

3 - количество токопроводящих жил.

70 - сечение токопроводящих жил в мм<sup>2</sup>.

10 - номинальное напряжение в кВ.

Расчетный ток в нормальном режиме будет равен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{1125/2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 54,2$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{1125}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 108,4$$

Экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25:

$$S = \frac{54,2}{1,2} = 45,15$$

Сечение округляем до 70 мм<sup>2</sup>.

Длительно допустимый ток для кабеля с ранее выбранным сечением находим по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16.

$$I_{\text{длит. доп}} = 190 \text{ А}$$

Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие  $I_{\text{ф}} > I_{\text{расч. ав}}$ .

По ПУЭ таблица 1.3.3 выбираем коэффициент  $k_1 = 1,22$ .

Коэффициент  $k_2$  – учитывающий удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий), выбирается по ПУЭ 7 изд. таблица 1.3.23. В моем случае поправочный коэффициент для нормальной почвы с удельным сопротивлением 120 К/Вт составит  $k_2 = 1$ .

Определяем коэффициент  $k_3$  по ПУЭ таблица 1.3.26 учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее (в трубах или без труб), с учетом, что в одной траншее прокладывается три кабеля. Принимаем  $k_3 = 1$ .

$$I_{\phi} = 1,22 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 190 = 231,8$$

$$231,8 > 108,4$$

6. Проверяем кабель ПВВнг(В)-6-LS (1×150/50) по термической устойчивости согласно ПУЭ пункт 1.4.17.

$$S_{мин} = I_{к.з.}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{л}}}{C} \quad (119)$$

$$S_{мин} = 13,79 \cdot \frac{\sqrt{0,145}}{95} \cdot 10^3 = 55,27$$

$$70 > 55,27 \text{ (Условие выполняется)}$$

$I_{к.з.} = 13790$  А - трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-6 кВ;

$t_{л} = t_{з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,045 \text{ с} = 0,145 \text{ с}$  - время действия защиты с учетом полного отключения выключателя;

$t_{з} = 0,1 \text{ с}$  – время действия максимально-токовой защиты;

$t_{о.в} = 45 \text{ мс}$  или  $0,045 \text{ с}$  - полное время отключения вакуумного выключателя типа Evolis;

$C = 95$  - термический коэффициент при номинальных условиях, определяемый по табл. 2-8, для кабелей с алюминиевыми жилами.

7. Проверяем кабель на потери напряжения:

В нормальном режиме:

$$\Delta U_{н} = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (120)$$

$$\Delta U_{н} = \sqrt{3} \cdot 54,2 \cdot 0,09 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 1,02 \text{ В}$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч.ав.} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (121)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 108,4 \cdot 0,09 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 2,04 \text{ В}$$

Из расчетов видно, что потери напряжения в линии незначительные, следовательно, напряжение у потребителей практически не будет отличаться от номинального.



Рисунок 31 – Внешний вид ААШв-3×70

Все условия выбора соблюдаются, кабель пригоден к установке.

Для связи ЗРУ-6 кВ с ТП-612 предварительно будем использовать кабель марки ПвВнг(А)-LS- 3×50/50 длиной 35 м.

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по кат. А

3 - количество жил

50 - сечение жилы

50 - сечение экрана

Расчетный ток в нормальном режиме будет равен:

$$I_{расч} = \frac{630/2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 30,35$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{630}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 60,7$$

Экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25:

$$S = \frac{30,35}{1,2} = 25,3$$

Сечение округляем до 50 мм<sup>2</sup>.

Длительно допустимый ток для кабеля с ранее выбранным сечением находим по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16.

$$I_{\text{длит.доп}} = 155 \text{ A}$$

Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие  $I_{\phi} > I_{\text{расч.ав}}$ .

По ПУЭ таблица 1.3.3 выбираем коэффициент  $k_1 = 1,27$ .

Коэффициент  $k_2$  – учитывающий удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий), выбирается по ПУЭ 7 изд. таблица 1.3.23. В моем случае поправочный коэффициент для нормальной почвы с удельным сопротивлением 120 К/Вт составит  $k_2 = 1$ .

Определяем коэффициент  $k_3$  по ПУЭ таблица 1.3.26 учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее (в трубах или без труб), с учетом, что в одной траншее прокладывается три кабеля. Принимаем  $k_3 = 1$ .

$$I_{\phi} = 1,27 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 155 = 196,85$$

$$196,85 > 155$$

Условие выполняется

6. Проверяем кабель ПвВнг(А)-LS- 3×50/50 по термической устойчивости согласно ПУЭ пункт 1.4.17.

$$S_{\text{мин}} = I_{\text{к.з.}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{л}}}}{C} \tag{122}$$

$$S_{\text{мин}} = 13,79 \cdot \frac{\sqrt{0,145}}{95} \cdot 10^3 = 55,27$$

$50 > 55,27$  (Условие не выполняется)

$I_{к.з.} = 13790$  А - трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-6 кВ;

$t_{л} = t_{з} + t_{o.в} = 0,1 + 0,045$  с = 0,145 с - время действия защиты с учетом полного отключения выключателя;

$t_{з} = 0,1$  с – время действия максимально-токовой защиты;

$t_{o.в} = 45$ мс или 0,045 с - полное время отключения вакуумного выключателя типа Evolis;

$C = 95$  - термический коэффициент при номинальных условиях, определяемый по табл. 2-8, для кабелей с алюминиевыми жилами.

Выбираем кабельную линию большего сечения – ПвВнг(А)-LS- 3×70/50.

$196,85 > 190$

$$S_{мин} = 13,79 \cdot \frac{\sqrt{0,145}}{95} \cdot 10^3 = 55,27$$

$70 > 55,27$  (Условие выполняется)

7. Проверяем кабель на потери напряжения:

В нормальном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (123)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 30,35 \cdot 0,035 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 0,7 \text{ В}$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч.ав.} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (124)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 60,7 \cdot 0,035 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 1,4 \text{ В}$$

Из расчетов видно, что потери напряжения в линии незначительные, следовательно, напряжение у потребителей практически не будет отличаться от



НОМИНАЛЬНОГО.

Все условия выбора соблюдаются, кабель пригоден к установке.



Рисунок 32 – Внешний вид ПвВнг(А)-LS- 3×70/50

Для связи ЗРУ-6 кВ с УПП предварительно будем использовать кабель марки ПвВнг(А)-LS- 3×70/50 длиной 40 м.

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена

В - оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести

нг(А) - не распространяет горение при групповой прокладке по кат. А

3 - количество жил

50 - сечение жилы

50 - сечение экрана

Расчетный ток в нормальном режиме будет равен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{1800/2}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 86,7$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме, с учетом, что один трансформатор отключен:

$$I_{\text{расч}} = \frac{1800}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 173,4$$

Экономическое сечение, согласно ПУЭ раздел 1.3.25:

$$S = \frac{86,7}{1,4} = 61,92$$

Сечение округляем до 70 мм<sup>2</sup>.

Длительно допустимый ток для кабеля с ранее выбранным сечением находим по ПУЭ, 7 изд. таблица 1.3.16.

$$I_{\text{дл.доп}} = 190 \text{ А}$$

Определяем фактически допустимый ток, при этом должно выполняться условие  $I_{\phi} > I_{\text{расч.ав}}$ .

По ПУЭ таблица 1.3.3 выбираем коэффициент  $k_1 = 1,22$ .

Коэффициент  $k_2$  – учитывающий удельное сопротивление почвы (с учетом геологических изысканий), выбирается по ПУЭ 7 изд. таблица 1.3.23. В моем случае поправочный коэффициент для нормальной почвы с удельным сопротивлением 120 К/Вт составит  $k_2 = 1$ .

Определяем коэффициент  $k_3$  по ПУЭ таблица 1.3.26 учитывающий снижение токовой нагрузки при числе работающих кабелей в одной траншее (в трубах или без труб), с учетом, что в одной траншее прокладывается три кабеля. Принимаем  $k_3 = 1$ .

$$I_{\phi} = 1,22 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 190 = 231,8$$

$$231,8 > 190$$

Условие выполняется

6. Проверяем кабель ПвВнг(А)-LS- 3×50/50 по термической устойчивости согласно ПУЭ пункт 1.4.17.

$$S_{\text{мин}} = I_{\text{к.з.}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{t_d}}{C} \quad (125)$$

$$S_{\text{мин}} = 13,79 \cdot \frac{\sqrt{0,145}}{95} \cdot 10^3 = 55,27$$

$$70 > 55,27 \text{ (Условие выполняется)}$$

$I_{\text{к.з.}} = 13790 \text{ А}$  - трехфазный ток КЗ в максимальном режиме на шинах РУ-6 кВ;

$t_{л} = t_{з} + t_{o.в} = 0,1 + 0,045 \text{ с} = 0,145 \text{ с}$  - время действия защиты с учетом полного отключения выключателя;

$t_{з} = 0,1 \text{ с}$  – время действия максимально-токовой защиты;

$t_{o.в} = 45 \text{ мс}$  или  $0,045 \text{ с}$  - полное время отключения вакуумного выключателя типа Evolis;

$C = 95$  - термический коэффициент при номинальных условиях, определяемый по табл. 2-8, для кабелей с алюминиевыми жилами.

7. Проверяем кабель на потери напряжения:

В нормальном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (126)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 86,7 \cdot 0,04 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 5,67 \text{ В}$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot I_{расч.ав.} \cdot L \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi) \quad (127)$$

$$\Delta U_n = \sqrt{3} \cdot 173,4 \cdot 0,09 \cdot (0,447 \cdot 0,85 + 0,08 \cdot 0,53) = 11,36 \text{ В}$$

Все условия выбора соблюдаются, кабель пригоден к установке.



Рисунок 33 – Внешний вид ПвВнг(А)-LS- 3×70/50

## 5.4 Выбор электрических аппаратов на напряжение 0,4 кВ

Также предполагается, что на стороне 0,4 кВ устанавливаются:

- предохранители типа ПН-2;
- автоматические выключатели серии Compact NSX от производителя Schneider Electric. Для ячеек СН автоматы выбираются на номиналы от 2 до 40 А, где наибольший номинальный ток – для освещения, а наименьший – для цепей управления и автоматики.

- в вводных ячейках на напряжении 0,4 кВ автоматическими выключателями выбраны АВ серии Masterpact NT-16-N1 производства Schneider Electric на номинальный ток 1600 А.



Рисунок 34 – АВ серии Compact NSX, Masterpact NT-16-N1

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Релейная защита Seram 1000 +

В качестве релейной защиты на ПС 110/6 «Абалак» применим терминалы Seram 1000+.

Seram1000+ в полной мере осуществляет функции защиты, контроля и управления, то есть комплекс устройств и оборудования, обычно размещаемых в релейном отсеке ячейки среднего напряжения, заменяется единственным устройством, использующим возможности защиты и логические входы для формирования сигналов включения, отключения и индикации сообщений сигнализации [7].

Seram 1000+ выполняет основные функции управления и контроля, необходимые для работы электрической сети, снижая таким образом потребность в использовании дополнительных реле [7].

Функции контроля и управления могут быть параметризованы с помощью программного обеспечения SFT 2841, хотя каждый тип Seram поставляется с предварительно установленными параметрами, которые позволяют легко ввести устройство в эксплуатацию в наиболее распространенных случаях применения [7].

Функция управления выключателем обслуживает все условия включения и отключения выключателя, основанные на:

- данных о положении выключателя;
- командах дистанционного управления;
- функциях защиты;
- логике программирования, специализированной для каждого вида применения (например, АПВ) [7].

Данная функция также блокирует включение выключателя в соответствии с условиями эксплуатации.

Для устройства Seram серии 20 необходимо использовать модули MES 108 или MES 114 для того, чтобы иметь все необходимые логические входы.

Переключение групп уставок используется для переключения с одной группы уставок максимальных токовых защит в фазах и на землю на другую группу уставок. Переключение может осуществляться активацией логического входа или через связь [7].

Отключение, выполняемое тепловой защитой, может блокироваться через логический вход.

Активация логического входа разрешает повторный запуск вращающегося двигателя.

Логическая селективность обеспечивает быстрое селективное отключение реле максимальной токовой фазной защиты и защиты от замыканий на землю как с независимой выдержкой времени, так и с зависимой, без необходимости использования ступеней селективности по времени для защит разного уровня [7].

Реле защиты верхнего уровня получает сигнал логического ожидания на логическом входе, используемом для функции блокировки. Механизм сохранения обеспечивает работу защиты в случае повреждения линии блокировки [7].

Обеспечивается дистанционный доступ к следующим значениям величин, измеренным Seram 1000+:

- фазный ток и ток замыкания на землю, максиметры тока;
- линейное, фазное и напряжение нулевой последовательности, частота;

-активная и реактивная мощность, максиметры мощности, счетчики энергии;

-температура;

-данные о диагностике выключателей: кумулятивное значение токов отключения, время работы и количество коммутаций, время взвода привода;

-вспомогательная информация по эксплуатации оборудования, время пуска двигателя, время работы до отключения по перегрузке, время ожидания после отключения и т.д [7].

Телесигналы соответствуют различным функциям защиты и управления и используются в зависимости от типа Seram. Считывание состояния телесигнализации производится по 10 логическим входам.

Запись 16 команд дистанционного управления импульсного типа происходит:

-в прямом режиме;

-в режиме SBO (выбор с подтверждением).

Команды дистанционного управления соответствуют различным функциям измерения, защиты и управления и используются в зависимости от типа Seram.

## **6.2 Релейная защита оборудования на стороне 6 кВ**

Защиту и автоматику присоединений 6 кВ выполним с использованием следующих терминалов:

1) SERAM 1000 + S40 – на вводах 6 кВ, который выполняет функции:

-максимальная токовая защита МТЗ-6 кВ;

-защита от перегрузки;

-логическая защита шин 6 кВ;

-измерения;

-однократное автоматическое повторное включение (АПВ);

-устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

2) SEPAM 1000 + S40 – в шкафу секционного выключателя 6 кВ, выполняющий функции:

-МТЗ;

-автоматическое включение резерва (АВР);

-логическая защита шин 6 кВ;

-измерения;

-УРОВ.

3) SEPAM 1000+ B21 – в шкафу трансформатора напряжения 6 кВ выполняет функции:

-защита минимального напряжения;

-защита максимального напряжения;

-контроль напряжения на шинах 6 кВ;

-автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) 6 кВ;

-сигнализация неисправности трансформатора напряжения.

4) SEPAM 1000 + M41 – в ячейках присоединений (электродвигателей) 6 кВ выполняет функции:

-токовая отсечка;

-логическая защита шин 6 кВ;

-защита от перегрузки;

-измерения;



- МТЗ на землю.;
- УРОВ;
- защита мин. напряжения.

#### **6.4 Расчёт релейной защиты трансформаторов**

Дифференциальная защита установлена на трансформаторе мощностью  $S = 6,3$  МВА  $U_{ном.} = 115 \pm 16\% \pm 9 ст. / 6,3$  кВ.  $U_k = 10,5\%$  при номинальном напряжении,  $U_k = 9,9\%$  при крайнем отрицательном положении регулятора напряжения,  $U_k = 11,2\%$  при крайнем положительном положении регулятора напряжения.

Трансформатор установлен на подстанции, где двигательная нагрузка превышает 50% от мощности силового трансформатора.

Подстанция является тупиковой и питание осуществляется по ЛЭП 110 кВ длиной по 5,07 км каждая. Так как подстанция тупиковая силовой трансформатор может быть установлен под напряжение только со стороны 110 кВ.

Трансформаторы тока на стороне 110 кВ  $K_{тт} = 50/5$ , на стороне 6 кВ -  $K_{тт} = 1000/5$ .

Расстояние от ТТ 110 кВ до места установки защиты 50 м, а от ТТ 6 кВ - 20 м. В проекте выбираю контрольный кабель медный сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выполним расчёт уставок дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора, согласно рекомендациям по расчету уставок ДЗТ для SEPAM 1000 + T87 [8].

Выбор терминала и расчёт уставок ДЗТ Sepam 1000+ T87 выполнен в приложении Б.

Результаты расчета защит СТ приведены в таблицах 19-20.

Таблица 19 – Расчёт релейной защиты силовых трансформаторов

Наименование величины	Обозначение и метод опре-	Числовое значение для стороны	
		110 кВ	6 кВ
1	2	3	4
Первичный ток на сторонах за- щищаемого трансформа- тора соответ- ствующей его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,5$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,35$
Коэффициент трансформации ТТ	$K_1$	50/5	1000/5
Схема соедине- ния ТТ	–	Д	У
Вторичный ток в плечах за- щиты, соответ- ствующий про- ходной мощно- сти трансфор- матора, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{31,5 \cdot \sqrt{3}}{50 / 5} = 5,45$	$\frac{577,35 \cdot \sqrt{3}}{1000 / 5} = 4,99$
МТЗ			
Рабочий макси- мальный ток, А	$I_{р.мах} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,629$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 577,35$

Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зан.}}{K_B} \cdot I_{p,max}$	$\frac{1,2 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 31,629 = 99,9$	$\frac{1,2 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 577,35 = 1823,2$
Коэффициент чувствительности	$K_q = \frac{I_k \left( \frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	93,111	93,516
<b>Защита от перегрузки</b>			
Ток срабатывания защиты, А	$I_{СЗ.П} = \frac{K_{омс}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,95} \cdot 31,5 = 34,82$	$\frac{1,05}{0,95} \cdot 577,35 = 638,1$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{СЗ.П}}{n_T}$	$\frac{34,82}{10} \cdot 1,732 = 6,03$	$\frac{638,1}{200} \cdot 1,732 = 5,52$

Таблица 20 - Уставки ДЗТ Seram 1000+ T87

Наименование	Размерность	Значение T1	Значение T2
1	2	3	4
Базисное напряжение $U_{баз}$	кВ	115	115
Минимальный ток срабатывания $I_{ds}$	%	34	34
Крутизна первого наклонного участка тормозной характеристики	%	50,7	50,7

1	2	3	4
Точка изменения крутизны тормозной характеристики SLP	-	4	4
Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики	%	65	65
Ток срабатывания дифференциальной отсечки $I_{d\max}$	-	12 In1	12 In1
Уставка блокировки по второй гармонике	%	15	15
Уставка блокировки по пятой гармонике	%	35	35

### 6.5 Составление карты селективного действия РЗА

При согласовании защиты по времени, выдержка времени вышестоящей защиты увеличивается на ступень по сравнению с нижестоящей защитой:

$$t_{\text{СРВ}} = t_{\text{СРН}} + \Delta t \quad (128)$$

где  $t_{\text{СРВ}}$  – выдержка времени вышестоящей защиты;

$t_{\text{срн}}$  – выдержка времени нижестоящей защиты;

$\Delta t$  – ступень селективности по времени.

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитах предыдущих элементов.

Для этого выдержка времени (или время срабатывания) защиты последующей линии Л2 (рис.17) выбирается большей, чем у защит предыдущих элементов, например, линии Л1:

$$t_{\text{с.з.посл}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t \quad (129)$$

При этом обеспечивается селективное (избирательное) отключение в первую очередь ближайшего к месту КЗ выключателя. Тем самым предотвращаются дополнительные излишние отключения неповрежденных элементов.

Значение  $\Delta t$  для защит SEPAM с независимой характеристикой определяется, главным образом, точностью отработки ступени селективности предыдущей защитой.

Ступень селективности защиты для терминалов SEPAM по времени выбирается из выражения:

$$\Delta t = t_{\text{откл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{погр1}} + t_{\text{погр2}} + t_{\text{зап}}, \quad (130)$$

где:  $t_{\text{откл}}$  – время действия (отключения) выключателя (при отсутствии паспортных данных принимают  $t_{\text{откл}}=0,06$  с);

$t_{\text{возвр}}$  – время возврата защиты. Для реле SEPAM  $t_{\text{возвр}}=0,05$  с;

$t_{\text{погр1}}$  – погрешность срабатывания по времени для предыдущей защиты,

$t_{\text{погр2}}$  – погрешность срабатывания по времени для последующей защиты;

$t_{\text{зап}}$  – время запаса надежности срабатывания реле ( $t_{\text{зап}}=0,1$  с).

Погрешность срабатывания цифровых реле серии SEPAM по времени не превышает 2 % от значения уставки, но не больше значения 25 мс.

С учетом вышеизложенного степень селективности по времени для терминалов SEPAM составляет 0,3 с.

Защита согласована по времени с защитой секционного выключателя и с защитой отходящих кабельных линий, расчетным условием является защита секционного выключателя.

Согласование защит по времени занесено в таблицу 21.

Таблица 21 - Согласование защит по времени

№ п/п	Наименование присоединения	Коэффициент трансформации $n_T$	Ток уставки $I_{сз}, А$	Ток уставки $I_{ср}, А$	Время срабатывания $t, с$
1	Сторона 110 кВ	50/5	100	17,3	2,3
2	Ввод 6 кВ	1000/5	1823	9,12	2
3	СВ 6 кВ	1000/5	860,01	4,3	1,4/0,5у
4	Ячейка №6 (фидер 1)	200/5	638,1	15,858	0
5	Ячейка №7 (фидер 2)	200/5	638,1	15,858	0
6	Ячейка №9 (фидер 3)	200/5	638,1	15,858	0

№ п/п	Наименование присоединения	Коэфф. трансформации $n_T$	Ток уставки $I_{сз}, А$	Ток уставки $I_{ср}, А$	Время срабатывания $t, с$
7	Ячейка №11 (фидер 4)	200/5	638,1	15,858	0
8	Яч. №21 (фидер 5)	200/5	638,1	15,858	0
7	Ячейка №23 (фидер 6)	200/5	638,1	15,858	0
8	Яч. №25 (фидер 7)	200/5	638,1	15,858	0
9	Яч. №5 (ТП-612) 1с.ш.	200/5	153,18	15,858	0,5
10	Яч. №27 (ТП-612) 2с.ш.	200/5	153,18	15,858	0,5
11	Ввод 0,4 кВ	200/5	229,8	5,233	4
11	Ввод 0,4 кВ	200/5	229,8	5,233	4

## 7 НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

### 7.1 Общие положения

Вероятность безотказной работы подстанции в проекте буду производить исходя из мощности силовых трансформаторов, установленных на подстанции «Абалак», в нормальном режиме. В ремонтном режиме производится ремонт одного из трансформаторов. Чтобы произвести оценку надежности работы подстанции необходимо:

- составить схему замещения для ПС;
- подобрать показатели надежности для каждого оборудования;
- выбираем модель выключателя;
- необходимо определить показатели надежности схемы подстанции;
- произвести учет вероятностей отказа и безотказной работы оборудования релейной защиты и автоматики;

### 7.2 Определение показателей надежности элементов схемы

Определяю вероятность отказа отдельного оборудования:

$$g = \frac{\omega \cdot t_B}{T_G} \quad (131)$$

где  $\omega$  - средний параметр потока отказа элемента, 1/год;

$t_B$  – среднее время восстановления элемента, ч.;

$T_G$  – время года, ч.;

Для каждого оборудования на подстанции существует собственное значение показателя вероятности отказа оборудования. При рассмотрении выключателя необходимо учитывать все смежные элементы, и тогда вероятность отказа вводится моделью отказов.



Вероятность отказа и параметра потокоотказа основных защит:

- газовой -  $q_r=0,00525$ ;  $W=0.0000087$ ;
- дифференциальной -  $q_{дзт}=0,0044$ ;  $W=0,0002$ ;
- ДЗШ -  $q_{дзш}=0,0096$ ;  $W=0,00136$ ;
- ДФЗ линии –  $q_{дфзвл} = 0,0012$ ;  $W=0,00194$ ;

Параметры показателей надежности взяты из справочника и сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Показатели надежности элементов.

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_v$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч	$a_{оп} / a_{кз}$
Трансформатор 6,3 МВА	0,014	70	0,75	28	—
Выключатели 110 кВ	0,02	20	0,2	45	0,004/0,004
Разъединители 110 кВ	0,01	11	0,166	8,15	—
Шины 110 кВ	0,013	5	0,166	3	—
ВЛ 110 кВ (на 100 км)	0,53	11	1,6	15,5	—
Выключатель, 6 кВ	0,009	20	0,14	8	0,0027/0,0022

Начертим схему замещения, которая соответствует тем самым моделям отказа выключателей.

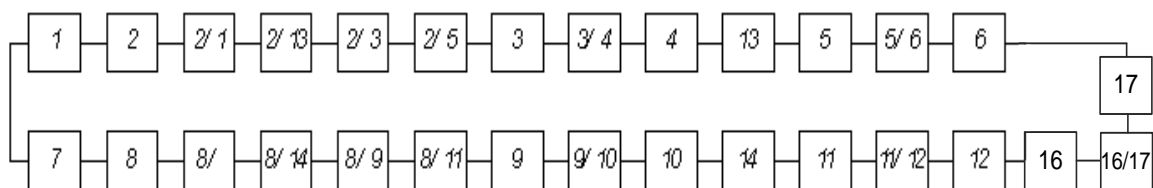


Рисунок 36 – Схема замещения моделей выключателей

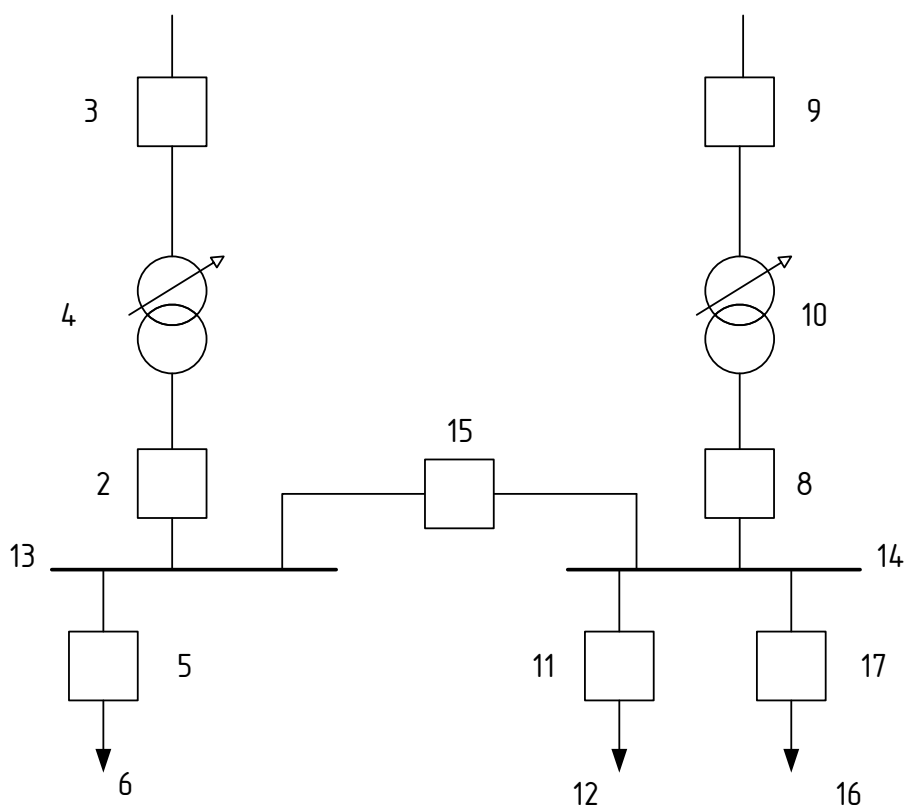


Рисунок 37 – Исходная схема замещения

Расчет всех параметров надежности приведен в приложении В.

## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

Требования к безопасности, при проектировании или реконструкции подстанции указаны ниже.

Оперативная блокировка в РУ 35 кВ и выше необходима для исключения:

- включения выключателей, отделителей и разъединителей на заземляющие ножи и короткозамкватели;
- включения заземляющих ножей на ошиновку, не отделенную разъединителями от ошиновки, находящейся под напряжением;
- отключения и включения отделителями и разъединителями тока нагрузки, если это не предусмотрено конструкцией аппарата.

На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии допускается устанавливать только механическую блокировку с приводом разъединителя и приспособление необходимое для запираания заземляющих ножей замками, при отключенном положении.

Действующие ЭУ оборудованы стационарными заземляющими ножами, обеспечивающими, в соответствии с ТБ, заземление аппаратов и ошиновки, как правило, без применения ПЗ.

В местах, в которых стационарные ЗН не могут быть применены по конструктивным особенностям, на токоведущих и заземляющих шинах подготавливаются контактные поверхности для присоединения переносных заземляющих проводов.

Указатели уровня и температуры масла маслонеполненных трансформаторов и аппаратов и иные указатели, характеризующие состояние электрооборудования, должны быть расположены таким образом, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для доступа и подхода к ним, и наблюдения без снятия напряжения.

Для отбора проб масла: расстояние от уровня пола или поверхности земли до крана трансформатора или аппарата составляет не менее 0,2 м или должен быть установлен соответствующий приямок [12].

При производстве работ в действующих электроустановках необходимо руководствоваться ПТБ, инструкциями по охране труда, а также инструктивными указаниями, полученными при допуске к работе. Средства защиты, используемые в соответствии с ПТБ должны удовлетворять требованиям государственных стандартов и руководящих документов [12].

Рабочие и инженерно-технические работники, занятые на работах с вредными и опасными условиями труда, должны проходить медицинский осмотр в порядке и в сроки, установленные Минздравом РФ [12].

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами [12].

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующими ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению схлестывания проводов. Когда требования СНиП в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующих ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в

стесненных условиях проводить, при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы [12].

Для обеспечения защиты персонала от возможного прикосновения к токоведущим частям аппаратов, которые могут оказаться под напряжением, а также для выравнивания потенциалов на территории ПС в данной работе произведено проектирование сетки защитного заземления. С целью защиты от грозových ПН была разработана молниезащита ПС и произведен расчет грозоупорности ОРУ 110 кВ.

#### 8.1.1 Определение параметров контура заземления

Произведем расчет заземления ОРУ 110 кВ подстанции «Абалак». Контур сетки заземления располагаем на расстоянии не менее 1,5 м от электрооборудования, чтобы персонал, при прикосновении к аппарату не смог физически находиться за его пределами.

Площадь использования под заземлитель, м<sup>2</sup>:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (132)$$

где  $A$  и  $B$  – ширина и длина территории, занимаемой заземлителем, м.

$$S = (44 + 2 \cdot 1,5) \cdot (28 + 2 \cdot 1,5) = 1457 \text{ м}^2.$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных электродов в сетке, выполненных в виде прутков диаметром, равным  $d = 12$  мм.

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{м.п} = \pi \cdot R^2 \quad (133)$$

где  $R$  – радиус горизонтальных и вертикальных проводников, мм.

$$F_{м.п} = 3,1416 \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2$$

Проверка на термическую стойкость [12]:

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (134)$$

где  $T = 0,3$  с – время срабатывания РЗ при его отключении;  
 $\beta = 21$  (для стали) – коэффициент термической стойкости.

$$F_{m.c} = \sqrt{\frac{9300^2 \cdot 0,3}{400 \cdot 21}} = 55,58 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{кор} = \pi \cdot S_{cp} \cdot (d + S_{cp}) \quad (135)$$

где  $T = 240$  мес – время использования заземлителя за 20 лет.

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (136)$$

где  $a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта.

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{cp} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224$$

$$S_{cp} = 0,608$$

$$F_{кор} = 3,1416 \cdot 0,608 \cdot (12 + 0,608) = 24,059 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{м.п} \geq F_{\min} \geq F_{кор} + F_{m.c} \quad (137)$$

$$113,097 \geq F_{\min} \geq 79,639 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, поэтому оставляем выбранный диаметр прутков.

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{n-n} = 5$  м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot S}{l_{n-n}} \quad (138)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{2 \cdot 1457}{5} = 582,8 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 \quad (139)$$

$$m = \frac{582,8}{2 \cdot \sqrt{1457}} - 1 = 6,63$$

Принимаем:  $m=8$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 4,77 \text{ м}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (140)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12190} \cdot (18 + 1) = 687,1 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (141)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равное 8 м.

$$n_{\epsilon} = \frac{4 \cdot \sqrt{1457}}{8} = 19,1$$

Принимаем:  $n_{\epsilon} = 20$ .

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экв}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right) \quad (142)$$

где  $\rho_{\text{экв}}$  – эквивалентное удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_g/\sqrt{S_1}$ .

$l_g/\sqrt{S_1} = 5/\sqrt{12190} = 0,13$ , следовательно,  $A = 0,13$  [13].

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{h_{1з}}{\frac{h_1}{\rho_1} + \frac{h_2}{\rho_2}} \quad (143)$$

где  $h_{1з}$  – глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_1, \rho_2$  – удельное сопротивление верхнего и нижнего слоев грунта соответственно;

$h_1, h_2$  – толщина верхнего (супеси) и нижнего (суглинки) слоев грунта соответственно, м.

$$h_{1з} = l_g + h_3 \quad (144)$$

$$h_{1з} = 5 + 0,8 = 5,8 \text{ м.}$$

Находим эквивалентное удельное сопротивление грунта:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{5,8}{\frac{2}{70} + \frac{3,8}{20}} = 26,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Тогда, стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = 26,5 \cdot \left( \frac{0,13}{\sqrt{1457}} + \frac{1}{687,1 + 20 \cdot 5} \right) = 0,124 \text{ Ом}$$

Импульсный коэффициент:



$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эке}} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (145)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1457}}{(26,5 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,935$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_u = R \cdot \alpha_u \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (146)$$

$$R_u = 0,124 \cdot 1,935 = 0,24 \leq 0,5 \text{ Ом}$$

Полученное значение не лежит выше допустимого, что соответствует требованиям, предъявляемым к заземляющим устройствам согласно ПУЭ.

#### 8.1.2 Расчет молниезащиты подстанции

Расчет молниезащиты зданий и сооружений сводится к нахождению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой область, защищаемую от прямых попаданий молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода представляет собой конус с основанием круга.

Нормируется два вида зон защиты:

- зона А – с надежностью не менее 0,995;
- зона Б – с надежностью не менее 0,95.

Применение того или иного типа зоны защиты зависит от категории защищаемого объекта по взрыво- и пожаробезопасности, согласно ПУЭ.

Расчет молниезащиты начинается с вычисления числа ударов молнии в год в проектируемый объект, при отсутствии молниезащиты. В качестве защищаемого объекта выступает ОРУ 110 кВ подстанции «Абалак».

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта производится по формуле:

$$N = 0,06 \cdot n \cdot (A + 10 \cdot h_x) \cdot (B + 10 \cdot h_x) \cdot 10^{-6} \quad (147)$$

где  $A, B$  – соответственно, длина и ширина здания или сооружения, м;

$h_x$  – наибольшая высота здания или сооружения, м;

$n$  – среднегодовое число ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности.

Средняя годовая продолжительность гроз в часах для данной местности: от 40 до 60 ч, следовательно,  $n = 2$ . Отсюда

$$N = 0,06 \cdot 4 \cdot (44 + 10 \cdot 11,35) \cdot (28 + 10 \cdot 11,35) \cdot 10^{-6} = 0,053$$

Так как полученное значение меньше  $N < 1$ , используем тип зоны защиты Б.

Далее произведем расчет параметров защиты для молниеотводов. Высоту молниеприемника примем согласно стандартному значению для унифицированной конструкции линейного портала 110 кВ, которая составит 19,65 метров.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,92 \cdot h \quad (148)$$

$$h_{эф} = 0,92 \cdot 19,65 = 18,1 \text{ м}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне земли определяется по формуле:

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (149)$$

$$r_0 = 1,5 \cdot 19,65 = 29,5 \text{ м}$$

Радиус защиты молниеотвода на уровне защищаемого объекта (линейного портала, высотой 11,35 м):

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (150)$$

где  $h_{эф}$  – высота защищаемого объекта.

$$r_x = 29,5 \cdot \left(1 - \frac{11,35}{18,1}\right) = 10,97 \text{ м}$$

Оставшиеся параметры защиты находятся попарно для всех молниеотводов. Так как они все рассчитываются подобно, приведем пример расчета для молниеотводов 1-2. Подробный расчет для всех остальных комбинаций молниеотводов приведен в приложении Г.

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между двумя равновеликими молниеотводами определяется как:

$$h_{cx} = h_{эф} - 0,14 \cdot (L - h) \quad (151)$$

где  $L$  – расстояние между молниеотводами.

$$h_{cx} = 18,1 - 0,14 \cdot (21,6 - 19,65) = 17,81 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты для типа Б равна  $r_0$ .

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта определяется по формуле:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \quad (152)$$

$$r_{cx} = 29,5 \cdot \frac{17,81 - 11,35}{17,81} = 10,7 \text{ м}$$

По окончании расчетов всех молниеприемников строится общий рисунок зоны защиты для выбранного объекта.

### 8.1.3 Анализ грозоупорности ОРУ 110 кВ

Повторяемость в годах опасных ПН из-за грозовых разрядов в ОРУ найдем по формуле:

$$T_{ПН} = \frac{1}{N_{ПН}} \text{ лет} \quad (153)$$

где  $N_{ПН}$  – число случаев перекрытия изоляции в году.

Число возникающих перекрытий изоляции определяется, как:

$$N_{ПВ} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{ЭКВ}) \cdot (\eta_{ПР} \cdot p_\alpha \cdot p_{ПР} + \eta_{ОП} \cdot p_{ОП}) \cdot 10^{-6} \quad (154)$$

Выполним необходимые для определения данных параметров расчеты.

Волновое сопротивление ошиновки, Ом:

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot h_{cp}}{r_3} \right) \quad (154)$$

где  $h_{cp}$  – высота подвеса ошиновки, м;

$r_3$  – радиус фазы, м.

$$Z_{ОШ} = 60 \cdot \ln \left( \frac{2 \cdot 10,75}{0,012} \right) = 449,5 \text{ Ом}$$

Критический ток молнии, кА:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \quad (155)$$

где  $U_{50\%}$  – разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности, кВ.

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 1330}{449,5} = 5,918 \text{ кА}$$

Доля опасных ПН, возникающих при прямом грозовом разряде в ошиновку ОРУ избегая молниеотводы:

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} \quad (156)$$

$$p_{пр} = e^{-0,04 \cdot 5,918} = 0,789.$$

Эквивалентная ширина, с которой объект собирает разряды, м:

$$R_{ЭКВ} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (157)$$

где  $h_c$  – максимальная высота сооружения.

$$R_{экс} = 5 \cdot 11,35 - \frac{2 \cdot 11,35^2}{30} = 48,16 \text{ м}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км<sup>2</sup>:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{гроз\_ч} \quad (158)$$

где  $N_{гроз\_ч}$  – среднее число грозových часов, для ПС «Абалак» равно 40.

Тогда число случаев перекрытия изоляции составит:

$$N_{ПУ} = 2,5 \cdot (44 + 2 \cdot 48,16) \cdot (28 + 2 \cdot 48,16) \cdot \\ \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,789 + 0,9 \cdot 0) \cdot 10^{-6} = 2,967 \cdot 10^{-4}$$

Повторяемость в годах опасных перенапряжений при прямых ударах молнии составит:

$$T_{ПУ} = \frac{1}{2,967 \cdot 10^{-4}} = 3371 \text{ лет}$$

что соответствует норме.

Число опасных грозových ПН, возникающих от набегающих волн, определяется, как:

$$N_{ПУ} = N \cdot N_{гроз\_ч} \cdot l_{опас\_зона} \cdot n_{вл} \cdot (1 - k_{э}) \cdot (p_{\alpha} \cdot \psi_{ПР} + \delta_{ОП} \cdot p_{ОП} \cdot \psi_{ОП}) \cdot 10^{-4} \quad (159)$$

Определим необходимые для расчета величины.

Величина критического тока набегающей волны на РУ, при ударе молнии в проводник для внутренней изоляции ЭУ, кА:

$$I_{ПР\_ЭУ} = \frac{2 \cdot U_{ДОП}}{Z_{ПР\_КОР}} \quad (160)$$

где  $U_{ДОП}$  – допустимое напряжение для внутренней изоляции СТ, реактора, выключателя и линии, равно 242 кВ.

$Z_{ПР\_КОР}$  – волновое сопротивление коронирующей линии, 368 Ом.

$$I_{\text{ПР}_\text{ЭУ}} = \frac{2 \cdot 242}{365} = 1,326 \text{ кА}$$

Доля опасных для изоляции ПС импульсов при прорыве молнии на про-  
вода:

$$\psi_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{ПР}_\text{ЭУ}}} \quad (161)$$

$$\psi_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot 1,326} = 0,94$$

Величина критического тока для внутренней изоляции ПС при обратных  
перекрытиях:

$$I_{\text{ОП}_\text{ЭУ}} = \frac{U_{\text{ДОП}}}{R_{\text{И}} + \delta \cdot h_{\text{ОП}}} \quad (162)$$

где

$R_{\text{И}}$  – импульсное сопротивление заземлителя, 0,5 Ом;

$\delta$  – коэффициент для одного защитного троса, равный 0,3;

$h_{\text{ОП}}$  – высота опоры, 36 м.

Величина критического тока при обратных перекрытиях составит:

$$I_{\text{ОП}_\text{ЭУ}} = \frac{242}{0,5 + 0,3 \cdot 36} = 21,42 \text{ кА}$$

Доля опасных импульсов, возникающих, при обратных перекрытиях в  
границах опасной зоны:

$$\psi_{\text{он}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{ОП}_\text{ЭУ}}} \quad (163)$$

$$\psi_{\text{он}} = e^{-0,04 \cdot 21,42} = 0,4$$

Доля грозových ударов в опору:

$$\delta_{\text{ОП}} = \frac{N_{\text{ОП}}}{N} \quad (164)$$

где  $N_{\text{ОП}}$  – число ударов молнии в опору.

$$\delta_{оп} = \frac{10}{30} = 0,33$$

Число опасных грозových ПН, возникающих от набегающих волн на подстанцию составит:

$$N_{ПН} = 9,104 \cdot 10^{-4}$$

Определим среднюю периодичность опасных перенапряжений на ПС, при набегании волны:

$$T_{НВ} = \frac{1}{9,104 \cdot 10^{-4}} = 1098 \text{ лет}$$

## 8.2 ЧС

Пожарная безопасность отвечает за обеспечение безопасности персонала и сохранение материальных ценностей производства на всех этапах его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными средствами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия [13].

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение вероятности возникновения пожара. Предотвращение пожара добивается: устранением возникновения горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; контролем температуры горючей среды ниже предельно допустимой; контролем в горючей среде давления ниже предельно допустимого и иными мерами.

Система противопожарной защиты включает в себя комплекс организационных и технических средств, направленных на исключение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него [13].

Противопожарная защита достигается: максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов взамен пожароопасных, а также уменьшением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией опасной среды; применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью; системами противодымной защиты; применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре; организацией пожарной охраны промышленных объектов [13].

Предотвращение распространения пожара обеспечивается: устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.); установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций; устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций; применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре; применением огнепреграждающих устройств; применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях. Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери [13].

Переносные огнетушители размещают на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему беспрепятственно. Огнетушители должны пройти проверку и всегда быть готовы к использованию технически.

### **8.3 Экологичность**

В процессе строительства и эксплуатации все энергообъекты оказывают существенное влияние на окружающую среду, поэтому существует необходимость учитывать все факторы возможного воздействия.

#### **8.3.1 Акустический шум**

Источниками шума являются все энергетические объекты: электростанции, ЛЭП и ПС. В последнее время в практике строительства и эксплуатации



все чаще приходится сталкиваться с вопросами борьбы с шумом от подстанций, близких к жилым массивам.

Таблица 23 - Характерные шумы для трансформаторов с различными системами охлаждения

№ п/п	Трансформатор	Характерные шумы по природе возникновения
1	С естественной циркуляцией воздуха и масла	ЭМ
2	С принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	ЭМ, аэродинамический шум
3	С принудительной циркуляцией воздуха и масла	ЭМ, аэродинамический, гидродинамический
4	С принудительной циркуляцией воды и масла	ЭМ, гидродинамический

### 8.3.2 Расчет шума, создаваемого трансформаторами

Таблица 24 – Исходные данные

Кол-во трансформаторов N	Вид системы охлаждения*	Типовая мощность тр-ра, МВ*А	Класс напряжения*, кВ	Тип территории
2	Тр-р с естественной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла	6,3	110	Территории, непосредственно прилегающие к зданиям домов отдыха, пансионатов

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к ПС. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [15].

Таблица 25 - Допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные уровни звука проникающего шума в помещениях жилых и общественных зданий и шума на территории жилой застройки [15].

N	Назначение помещений или территорий	Время суток	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц		Уровни звука $L_A$ и эквивалентные уровни звука $L_{A_{экв}}$ , дБА	Максимальные уровни звука $L_{A_{макс}}$ , дБА
			4000	8000		
1	2	3	11	12	13	14
9	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам, зданиям поликлиник, зданиям амбулаторий, диспансеров, домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек	с 7 до 23ч	45	44	55	70
		с 23 до 7ч	35	33	45	60

Т.о.  $L_A = 45$  (дБА)

2. Определяем шумовые характеристики источника шума (модель ТМ известна из расчетной части проекта реконструкции ПС), согласно ГОСТ

12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля».

Таблица 26 - Корректированные уровни звуковой мощности трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) [15]

Типовая мощность, МВ·А	Корректированный уровень звуковой мощности $L_{WA}$ , дБА, для классов напряжения, кВ		
	10-110	150	220; 330
6,3	87	-	-

$$L_{WA} = 87 \text{ дБА}$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

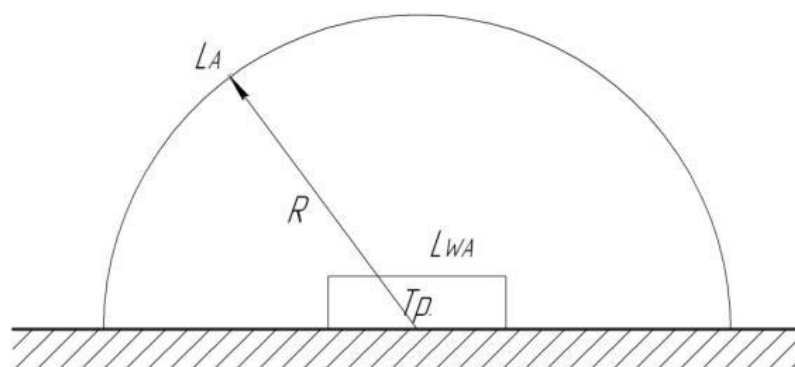


Рисунок 38 – Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение [15]:

$$L_{WA} = L_A + 10 \cdot \lg \frac{S}{S_0} \quad (165)$$

где  $S$  - площадь поверхности полусферы, м<sup>2</sup>;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2$$

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 39.

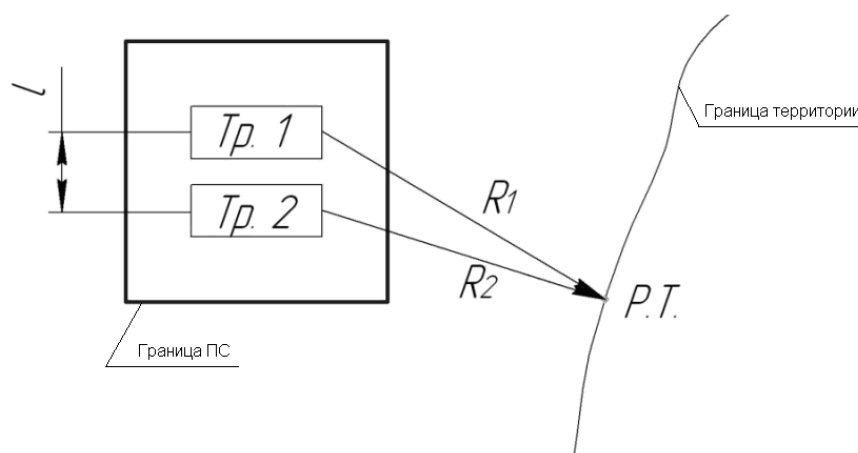


Рисунок 39 - Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки необходимо принять следующие допущения:

1) так как расстояние между трансформаторами  $l$  небольшое и  $R_1 \gg l, R_2 \gg l$ , то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен [15]:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1 \cdot L_{WAi}} \quad (166)$$

$$L_{WA\Sigma} = 90,01 \text{ (дБА)}$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ);

$L_{WAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука  $L_A(R) = \Delta Y_{L_A}$ . Тогда  $R = R_{min}$  [15].

Исходя из принятых допущений выражение можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = 45 \text{ дБА}$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{WA\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2 \cdot \pi}} \quad (167)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (90,01 - 45)}}{2 \cdot 3,14}} = \sqrt{\frac{10^{6,101}}{6,28}} = 71,04 \text{ (м)}$$

**Вывод:** Любое  $R \geq R_{min}$  будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а  $R_{min} = L_{сзз}$  санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

### 8.3.3 Загрязнение среды трансформаторным маслом и элегазом

На проектируемой подстанции «Абалак» установлены два силовых трансформатора марки ТМН-6300/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Параметры трансформатора ТМН – 6300/110 – У1

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	<i>H</i>	<i>L</i>	<i>B</i>
ТМН-6300/110	6,3	28,7	10,2	4900	5400	4000

Трансформаторы мощностью 6,3 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на ПС «Абалак» по паспортным данным имеют полную массу 28,7 т. Масса масла в трансформаторе составляет 10,2 т, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_M} = \frac{10,2}{0,885} = 11,53 \text{ м}^3 \quad (168)$$

где  $\rho_M$  - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-1500 –

$$\rho_M = 885 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Маслоприемник так же должен вмещать 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ . Определим, сколько воды расходуется за этот период ( $30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$ ):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л} / \text{м}^2$$

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] \quad (169)$$

$$S' = 2 \cdot [(4,9 \cdot 4) + (4,9 \cdot 5,4)] = 92,12 \text{ м}^2$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = 92,12 \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 26,53 \text{ м}^3$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприемника.

$$V = V' + V \quad (170)$$

$$V = 26,53 + 11,53 = 38,06 \text{ м}^3$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 8,4 \cdot 7 = 58,8 \text{ м}^2 \quad (171)$$

где  $L' = 5,4 + (2 \cdot 1,5) = 8,4 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 5,4 \text{ м}$  - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла, находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$  - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$  - ширина трансформатора.

Для трансформатора ТМН-6300/110 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом  $45 \text{ м}^3$ . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засыпку гравием или щебнем толщиной слоя  $0,25 \text{ м}$ .

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь, маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 \text{ м} \quad (172)$$

$$h = \frac{45}{58,8} + 0,25 + 0,05 = 1,07$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки [8],

где  $h_2 = 0,05 \text{ м}$  - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

При разработке данного варианта реконструкции был сделан упор на снижение количества маслonaполненного оборудования на подстанции. Так, использование в ЗРУ 6 кВ вакуумных выключателей позволит полностью отказаться от маслonaполненного оборудования в распределительном устройстве низкого напряжения.

## 9 РАСЧЁТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА

В данной главе затронем вопросы капиталовложений, при реконструкции подстанции, необходимо определить затраты на эксплуатацию, при ремонтных работах и на обслуживание подстанции. Также необходимо произвести расчет необходимых затрат электроэнергии, которая потребляется из сети, будем производить сравнение затрат на обслуживание до реконструкции, при старом оборудовании с низким уровнем надежности и повышенным числом отказов, и затраты на эксплуатацию и обслуживание нового оборудования, установленного на подстанции «Абалак».

### 9.1 Расчёт капитальных затрат на электрооборудование

Капитальные вложения – это основные средства и вложения, в том числе в новое строительство, расширение, реконструкцию, и техническое перевооружение действующих производств, приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря, проектно – изыскательские работы и прочие затраты.

Капитальные вложения по формам производства основных фондов разделяют на:

1. основное строительство;
2. на реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий;
3. на расширение действующих предприятий;
4. на модернизацию оборудования.

Капитальное строительство планируется, как:

1. Плановое задание по вводу в действие производственных мощностей;
2. Объем капитальных вложений и их структура;
3. Титульные списки строек и объектов;
4. План проектно - изыскательских работ;
5. Программа строительно – монтажных работ;
6. Экономическая эффективность капитальных вложений.



План капитального строительства определяется такими показателями как: введение производственных мощностей и фондов, цена по сметам, сроки построения и окупаемость.

Собственные средства производства являются источником финансирования кап. вложений. Источником собственных средств предприятия для капитальных вложений являются фонд развития предприятия, образуемый за счет отчислений от прибыли; части амортизационных отчислений, оставляемых в распоряжении предприятия; выручка от реализации излишнего и неиспользуемого оборудования;

В таблице 27 приводится первичная стоимость электрооборудования при реконструкции ПС «Абалак» 110/6 кВ и балансовая стоимость электрооборудования.

Таблица 27 - Расчёт стоимости электрооборудования

№	Тип электрооборудования	Количество единиц, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Трансформатор ТМН 6300/110	2	2 500 000	5 000 000
2	Разъединитель РГП-110	6	125 000	750 000
3	Трансформатор напряжения ЗНГА-2-110	2	300 000	600 000
4	Трансформатор тока ТВ-СВЭЛ-110	6	27000	162 000
5	Выключатель элегазовый ЛТВ-145 и привод ВЛК-222	2	2 200 000	4 400 000
6	Ограничитель перенапряжения ОПН-110	2	103 285	206 570

№	Тип электрооборудования	Количество единиц, шт.	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
7	Заземлитесь однополюсный ЗОН-110	2	125 000	250 000
8	Ячейка КРУ серии КРУ-2-10	20	325 000	6 500 000
9	Кабель ПвВнг 3×70, м	180	1049	188 280
10	Кабель ААШв 3×70, м	527	358	188 666
11	Кабель ПвВнг(А)-LS 3×50, м	70	1491	104 370
12	Микропроцессорное устройство Серам 1000+ М41	7	153 320	1 073 240
13	Микропроцессорное устройство Серам 1000+ S40	7	127 200	763 200
14	Микропроцессорное устройство Серам 1000+ Т87	2	300 500	601 000
15	Микропроцессорное устройство Серам 1000+ В21	2	134 000	268 000
16	ОПУ		6 300 000	6 300 000
17	Сети связи и сигнализации		218 000	218 000
Всего:				27 573 326

## 9.2 Расчёт эксплуатационных затрат

Плановый перенос стоимости основных фондов на выпускаемую продукцию называется амортизацией, а сумма средств, включаемых в себестоимость продукции – амортизационными отчислениями.

Амортизационные отчисления ( $A_{\text{год}}$ ) по электрооборудованию определяются в процентах от первоначальной балансовой стоимости по формуле:

$$A_{\text{год}} = \frac{\Phi_{\text{пер}} \cdot H_{\text{а}}}{100} \quad (173)$$

где  $H_{\text{а}}$  – норма амортизационных отчислений (%) для каждого вида оборудования принимается по данным предприятия. Расчет амортизационных отчислений выполним в виде таблице 29, изначально рассчитав балансовую стоимость.

Таблица 28 - Расчёт балансовой стоимости

№	Тип электрооборудования	Затраты по оптовым ценам, тыс. руб	Транспортные расходы, 10%	Складские расходы, 2%	Затраты на создание фонд., 3%	Монтаж, 8%, тыс. руб	Всего первоначальная балансовая стоимость
1	Трансформатор ТМН 6300/110	5 000	500	100	150	400	6 150 000
2	Разъединитель РГП-110	750	75	15	22,5	60	922 500
3	Ячейка КРУ серии КРУ-2-10	6 500	650	130	195	520	7 995 000

№	Тип электро-оборудования	Затраты по опто-вым це-нам, тыс. руб	Транс-порт-ные рас-ходы, 10%	Склад-ские рас-ходы, 2%	За-траты на со-зда-ние фонд., 3%	Мон-таж, 8%	Всего первоначальная балансо-вая стои-мость
4	Трансформа-тор напряже-ния ЗНГА-110	600	60	12	18	48	738 000
5	Трансформа-тор тока ТВ-СВЭЛ - 110	162	16,2	3,24	4,86	12,96	199 260
6	Выключатель элегазовый ЛТВ - 145	4 400	440	88	132	352	5 412 000
7	Ограничитель перенапряже-ния ОПН-110	206,57	20,66	4,13	6,2	16,53	254 090
8	Заземлитель однополюс-ный ЗОН-110	250	25	5	7,5	20	307 500
9	ОПУ	6 300	630	126	189	504	7 749 000

№	Тип электрооборудования	Затраты по оптовым ценам, тыс. руб	Транспортные расходы, 10%	Складские расходы, 2%	Затраты на создание фонд., 3%	Монтаж, 8%	Всего первоначальная балансовая стоимость
10	Кабель ПвВнг 3×70, м	188,28	18,83	3,77	5,65	15,1	231 630
11	Кабель ПвВнг (А)-LS, 3×70	104,37	10,44	2,1	3,13	8,35	128 390
12	Кабель ААШв 3×70, м	188,67	18,87	3,77	5,66	15,1	232 070
13	МПУ Seram 1000+ M41	1 073,24	107,324	21,5	32,2	85,85	1 320 114
14	МПУ Seram 1000+ S40	763,2	76,32	15,26	22,9	61,1	938 780
15	МПУ Seram 1000+ T87	601	60,1	12,02	18,03	48,08	739 230
16	МПУ Seram 1000+ B21	268	26,8	5,36	8,04	21,44	329 640
17	Сети связи и сигнализации	218	21,8	4,36	6,54	17,44	268 140
Всего:		27 543,3	2754,3	551,51	827,21	2 205,9	33 915 344

Таблица 29 - Расчет амортизационных отчислений

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб
1	Трансформатор ТМН 6300/110	6 150 000	4	246 000
2	Разъединитель РГП-110	922 500	4	36 900
3	Трансформатор напряжения ЗНГА-2-110	738 000	4	29 400
4	Трансформатор тока ТВ-СВЭЛ-110	199 260	4	7970,4
5	Выключатель элегазовый ЛТВ-145 и привод ВЛК-222	5 412 000	4	216 480
6	Ограничитель перенапряжения ОПН-110	254 090	4	10 163,6
7	ЗОН-110	307 500	4	12 300
8	Ячейка КРУ серии КРУ-2-10	7 995 000	4	319 800
9	Кабель ПвВнг 3×70, м	231 630	4	9265,2
10	Кабель ААШв 3×70, м	232 070	4	9282,8
11	Кабель ПвВнг(А)-LS 3×50, м	128 390	4	5135,6
12	МПУ Sepam 1000+ M41	1 320 114	4	52 804

№	Тип электрооборудования	Балансовая стоимость, руб	Норма амортизации, %	Амортизационные отчисления, руб
13	МПУ Seram 1000+ S40	938 780	4	37 551,2
14	МПУ Seram 1000+ T87	739 230	4	29 569,2
15	МПУ Seram 1000+ B21	329 640	4	13 185,6
16	ОПУ	7 749 000	4	309 960
17	Сети связи и сигнализации	268 140	4	10 725,6
Всего:		33 915 344		1 268 484

### 9.3 Расчёт стоимости потребляемой электроэнергии

Затраты на потребляемую электроэнергию за год определяются по одноставочному тарифу ( $C_{п.э.год}$ ):

$$C_{п.э.год} = \epsilon \cdot W_{год} \text{ руб / год} \quad (174)$$

где  $\epsilon$  – тарифная ставка за 1 кВт\*час потреблённой электроэнергии, в нашем случае = 2,27 руб;

$W_{год}$  – потери электроэнергии, кВт\*час.

Примерное потребление электроэнергии за год на подстанции:

$$W_{\text{год}} = 250290000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Затраты на потребление электроэнергии составят:

$$C_{\text{п.э.год}} = 2,27 \cdot 250\,290\,000 = 568\,158\,300 \text{ руб}$$

Величина экономии электроэнергии, при реконструкции подстанции 110/6 кВ «Абалак» - может составлять от 12 до 20 %. В среднем по опыту установки эта величина колеблется в районе 12 %. Экономия за год составит по примерным подсчетам - 68 178 996 руб.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ подстанции и основания для разработки проекта показали, что оборудование подстанции «Абалак» 110/6 кВ морально и физически устарело, и для передачи электрической энергии большей мощности в данном проекте были рассмотрены вопросы реконструкции подстанции, для обеспечения надежной передачи энергии, в соответствии с требованиями безопасности труда.

Реконструкция ПС включает в себя замену двух существующих трансформаторов, на два трансформатора большей мощности марки ТМН-6300/110, в связи с увеличением нагрузки на шины 6 кВ, а именно увеличение мощностей двигателей насосной станции, ввод в эксплуатацию устройства плавного пуска, добавления новых двигателей в связи с необходимостью расширения комплекса глубокой переработки углеводородного сырья в полиолефины мощностью 2 млн. тонн в год с соответствующими объектами общезаводского хозяйства. Это позволит сделать схему подстанции более надежной с точки зрения электроснабжения потребителей, а также экономически выгодной.

При рассмотрении вопроса модернизации, осуществлен расчет токов короткого замыкания на сборных шинах. По его результатам был проведен выбор элегазовых колонковых выключателей LTV-145 фирмы АВВ для ОРУ 110 кВ, и вакуумных выключателей Evolis с различными номинальными параметрами для ЗРУ 6 кВ. Замена коммутационных аппаратов позволяет снизить экономические затраты за счет снижения ремонтных работ при предельном числе коммутаций.

Важную роль играет раскрытие вопроса грозозащиты и заземления подстанции. Т.к. от этого, прежде всего, зависит безопасность обслуживающего

персонала. Расчёт заземляющего устройства производился с учётом напряжения прикосновения. Защита подстанций от прямых ударов молнии открытых распределительных устройств подстанции осуществляется с помощью стержневых молниеотводов. Электроустановки, находящиеся в зоне многоугольника, составленного единичными молниеотводами, защищены от прямых ударов молнии.

Также рассмотрен вопрос модернизации участка по производству кабельных муфт для кабелей из сшитого полиэтилена и различные методы проверки качества их изготовления и монтажа.

В заключительной части дипломного проекта рассмотрены вопросы техники безопасности для обслуживающего персонала и вопросы охраны окружающей среды.

Правильное обслуживание и эксплуатация вновь установленного оборудования позволит сократить потери электроэнергии и повысить надёжность подстанции в целом.

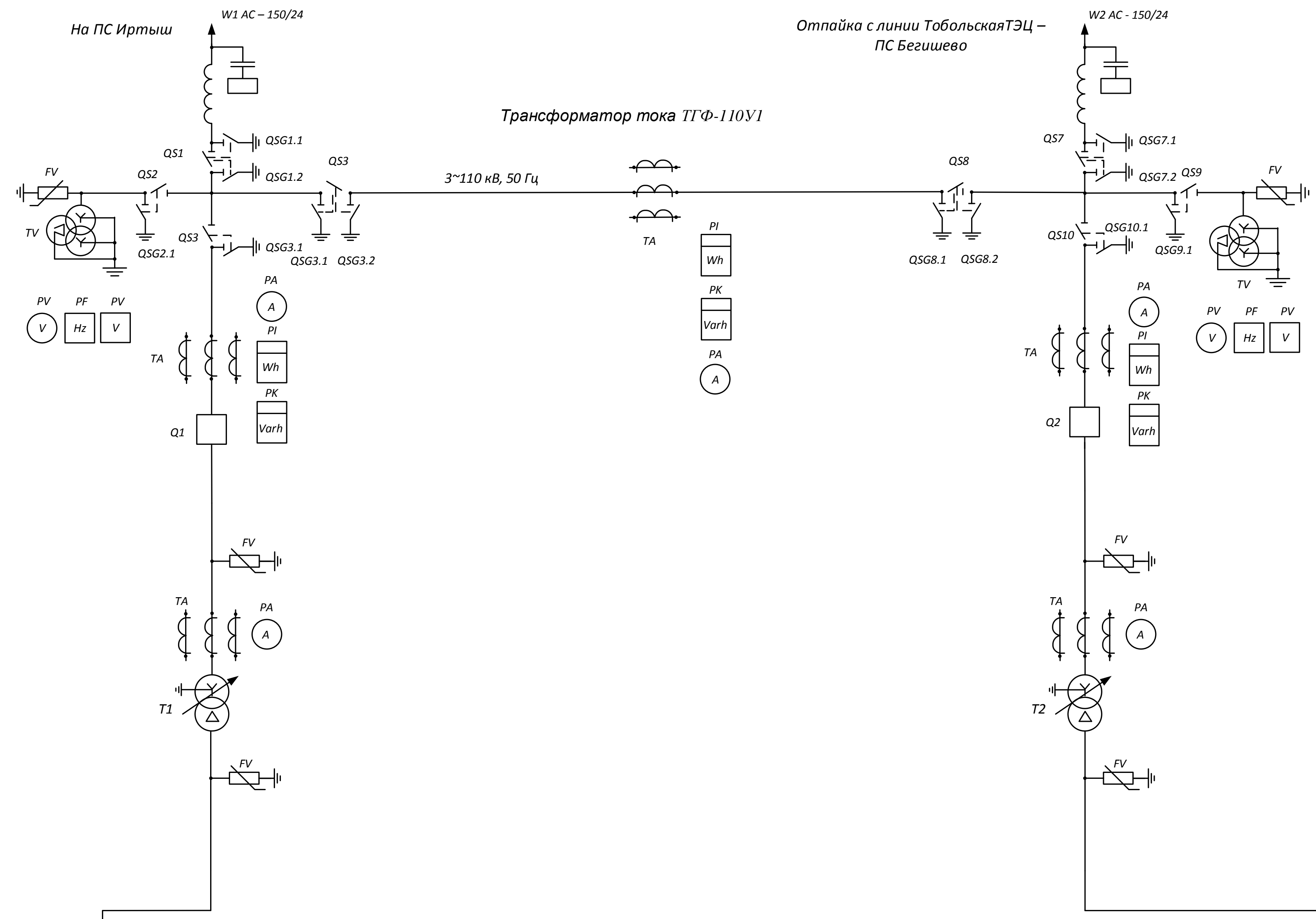
Все расчёты в дипломном проекте велись на основе современной нормативно-технической и справочной литературы.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
5. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.: ил.
11. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. -М.: Издательство НЦ ЭНАС,2001.
10. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие / И.П. Крючков [и др.] ; Под ред. И.П. Крючкова .– М. : Академия, 2005 .– 411 с .
9. Силовые коммутационные аппараты : учебное пособие /В.В. Афонин, К.А. Набатов, Ж.А. Зарандия. – Тамбов : Изд-во ГОУ ВПО ТГТУ, 2011. – 100 с.
2. Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: у. пособие – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2002 – 62 с.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин . - 3-е изд., доп. - М. : Энерго-атомиздат, 2006.
6. РД 34.51.101-90 ИНСТРУКЦИЯ ПО ВЫБОРУ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК/Под ред.Е.А.Соломоник.- М.:Изд-во НИИПТ, 1990
3. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под общ. ред. А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского.– М., “Энергия”, 1980.

7. Seram серии 80 Измерения, защита, управление и контроль— М.: Schneider Electric. – 2006
8. Александров А. М. – Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Seram T87) М.: Schneider Electric. – 2007
13. Карякин Р.Н. - Справочник по молниезащите М.: Энергосервис, 2005. — 880 с. — ISBN 5-900835-81-2
12. Блок В.М., Обушев Г. К., Паперно Л.Б. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 383 с.
14. РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий/ - 3-е изд., доп. - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004
15. Б40 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
16. Электротехнический справочник: В 4т. Т.1. Электротехнические изделия и устройства../Под ред. Профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др.- М.:МЭИ, 2003.

- Конденсатор связи, высокочастотный заградитель связи, Фильтр присоединения
- Разъединитель РГП-110/1000-40-УХЛ1
- Трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1
- Трансформатор тока ТГФ-110-УХЛ1
- Выключатель АBB LTB-145 с приводом ВК-222
- Разъединитель РГП-110/1000-40-УХЛ1
- ОПН-НС-РЕХЛИМ R
- Трансформатор тока ТГФ-110-УХЛ1
- T1, T2 ТМН – 6300/110/6 – У1
- ОПН-РТ-6/7,6



Трансформатор тока ТГФ-110-УХЛ1

Номер ячейки	1	2	6	7	9	11	13	15
СШ 6,3 кВ	I с.ш. 3~6,3 кВ, 50 Гц							
Схема первичных соединений КРУ-2-10 - 6 кВ								
Назначение присоединения	Вводная ячейка №1	ТЧН 1	УПП – В1	Насос ЦН-900-1	Насос ЦН-900-3	Насос ЦН-900-5	ТН-1	СВ
Тип выключателя	ВВ Evolis-1250	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ПКН - 6	ВВ Evolis-630
Измерительные трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М		ТПЛ-10-М
Измерительные трансформаторы напряжения							ЗНОЛ-6	
Номер ячейки	19	21	23	25	29	31	17	
СШ 6,3 кВ	II с.ш. 3~6,3 кВ, 50 Гц							
Схема первичных соединений КРУ-2-10 - 6 кВ								
Назначение присоединения	ТН-2	Насос ЦН-900-2	УПП – В2	Насос ЦН-900-4	ТЧН 1	Вводная ячейка № 2	РСВ	
Тип выключателя	ПКН - 6	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-630	ВВ Evolis-1250		
Измерительные трансформаторы тока		ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М	ТПЛ-10-М		
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-6							

**ВКР.144023.130302.СХ**

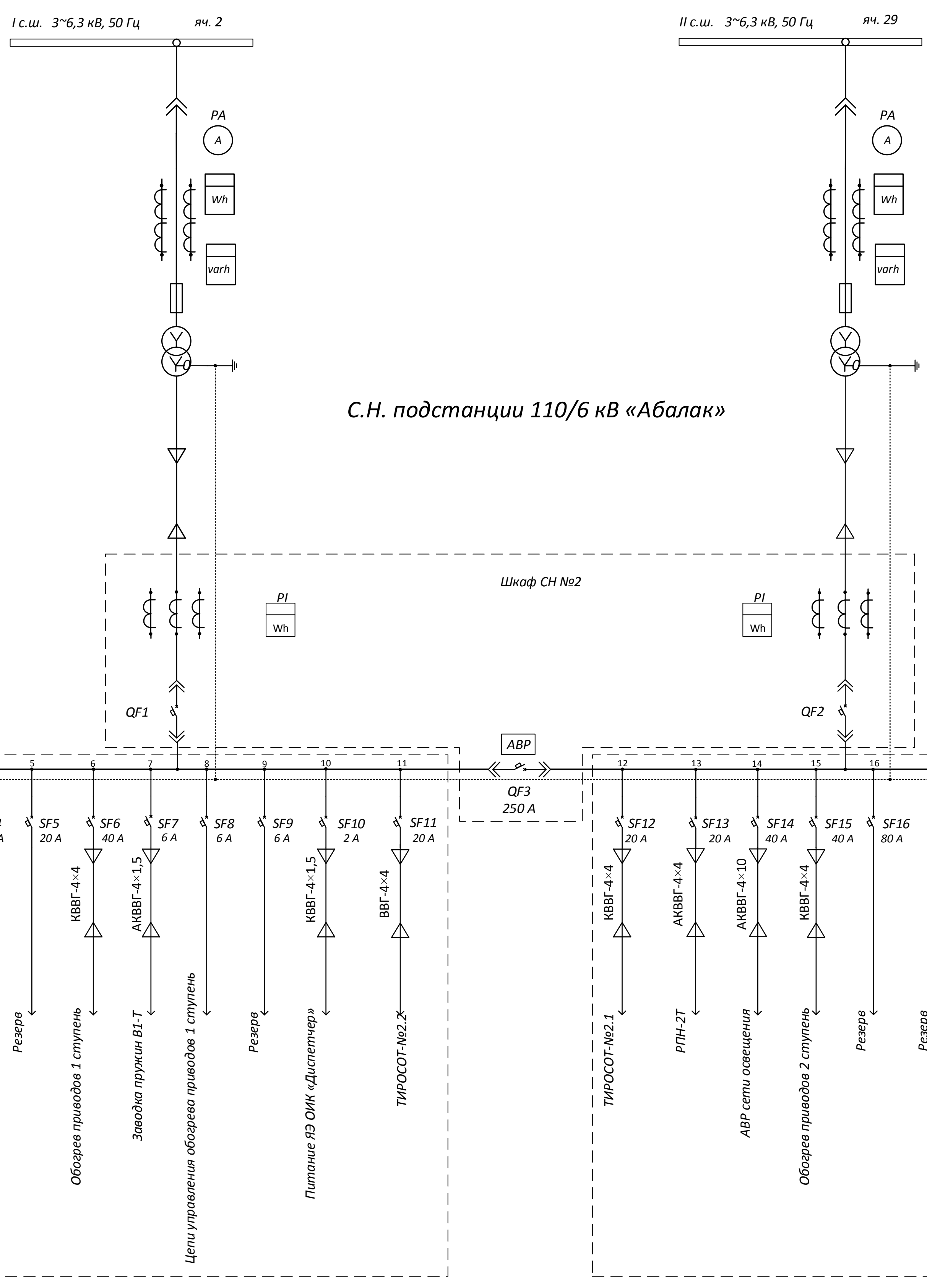
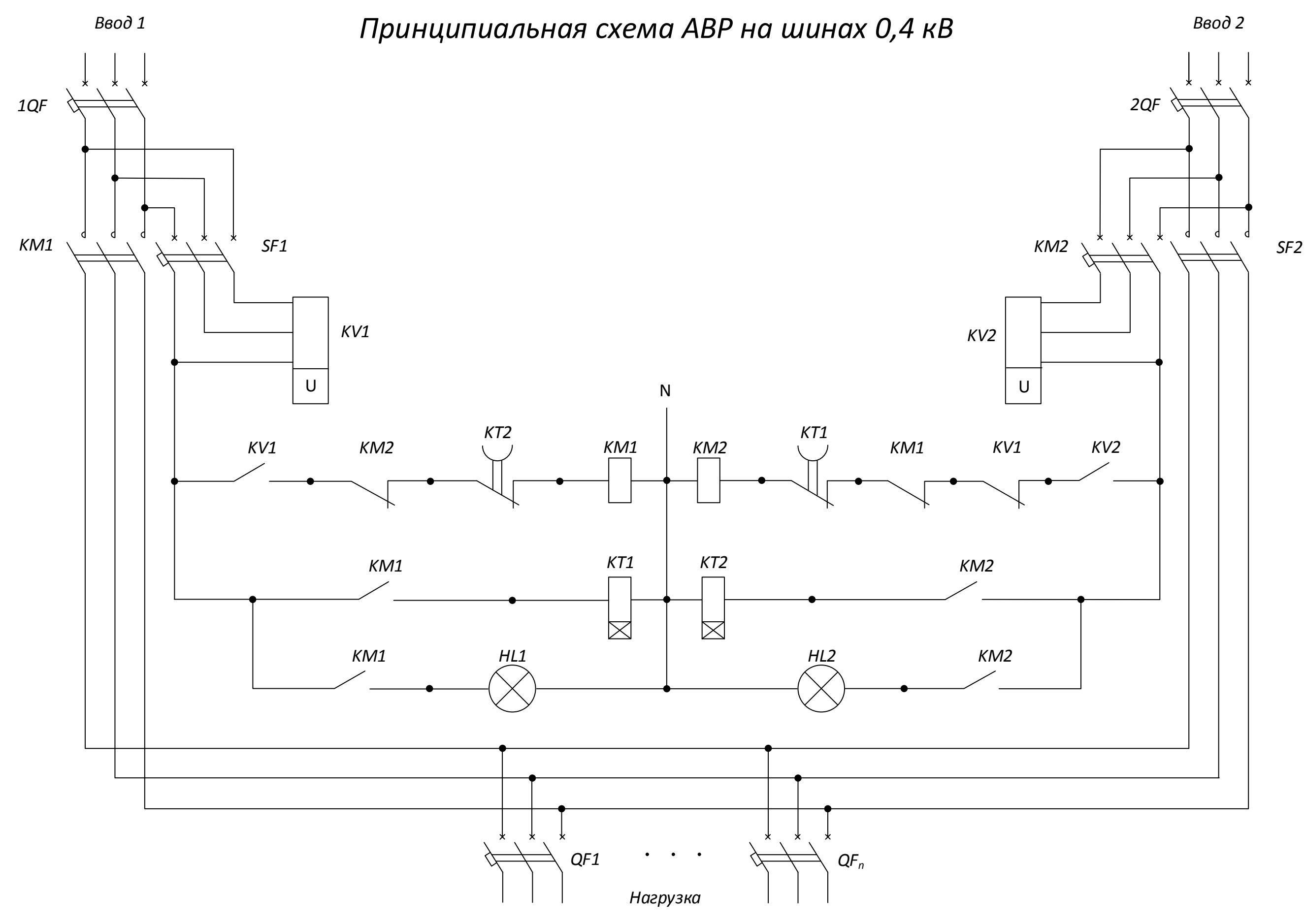
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
Разработ.	Грибов И.Р.			
Проверил	Мисоное Ю.В.			
Реценз.				
И.контр.	Козлов А.Н.			
Т.контр.				
Утв.	Совинов Н.В.			

**Однолинейная схема подстанции 110/6 кВ «Абалак»**

Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в Тюменской области

Литер.	Масса	Масштаб
д		6
Лист 1		Листов 6

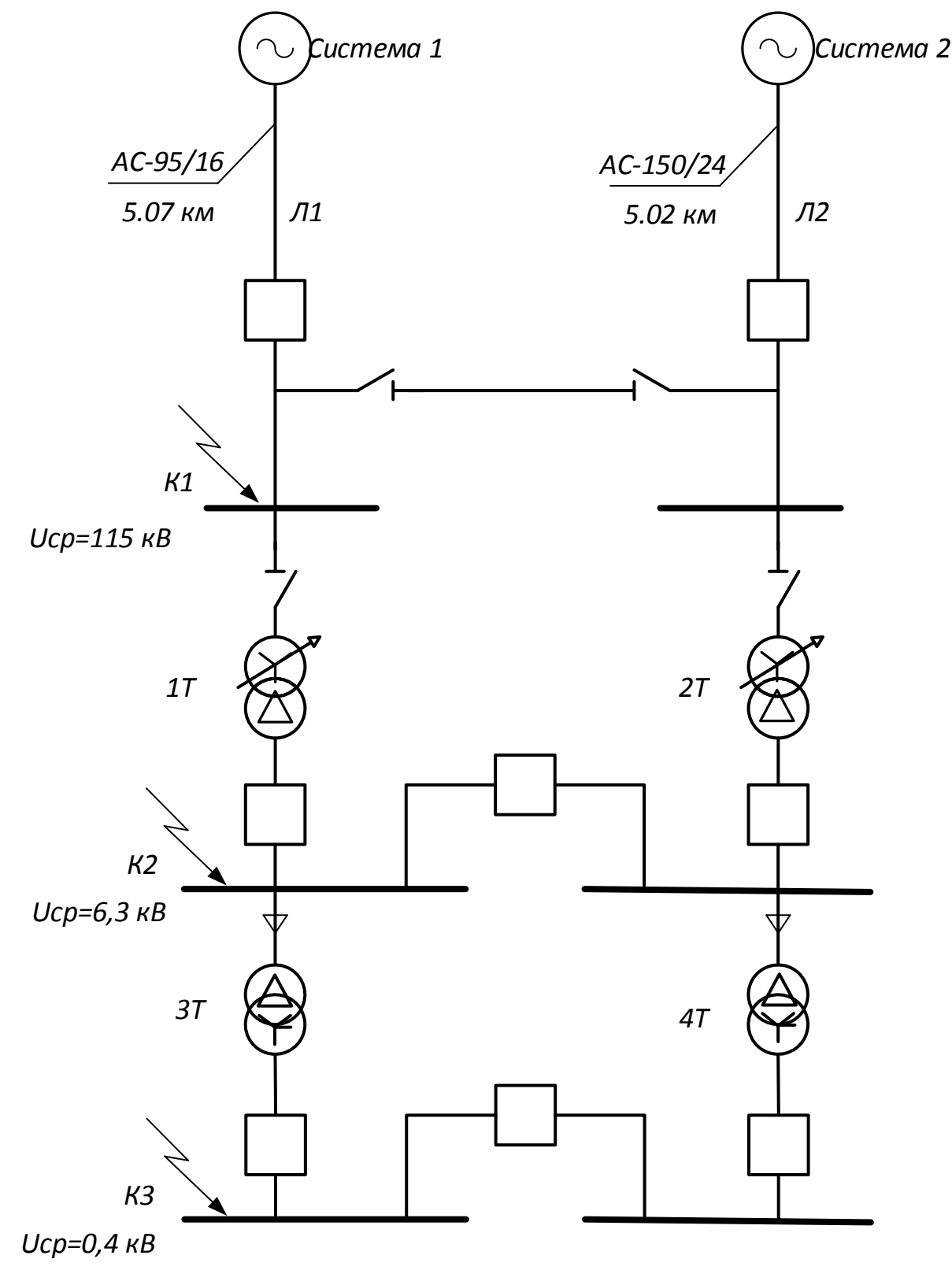
**АИЛ У**  
Кафедра энергетики



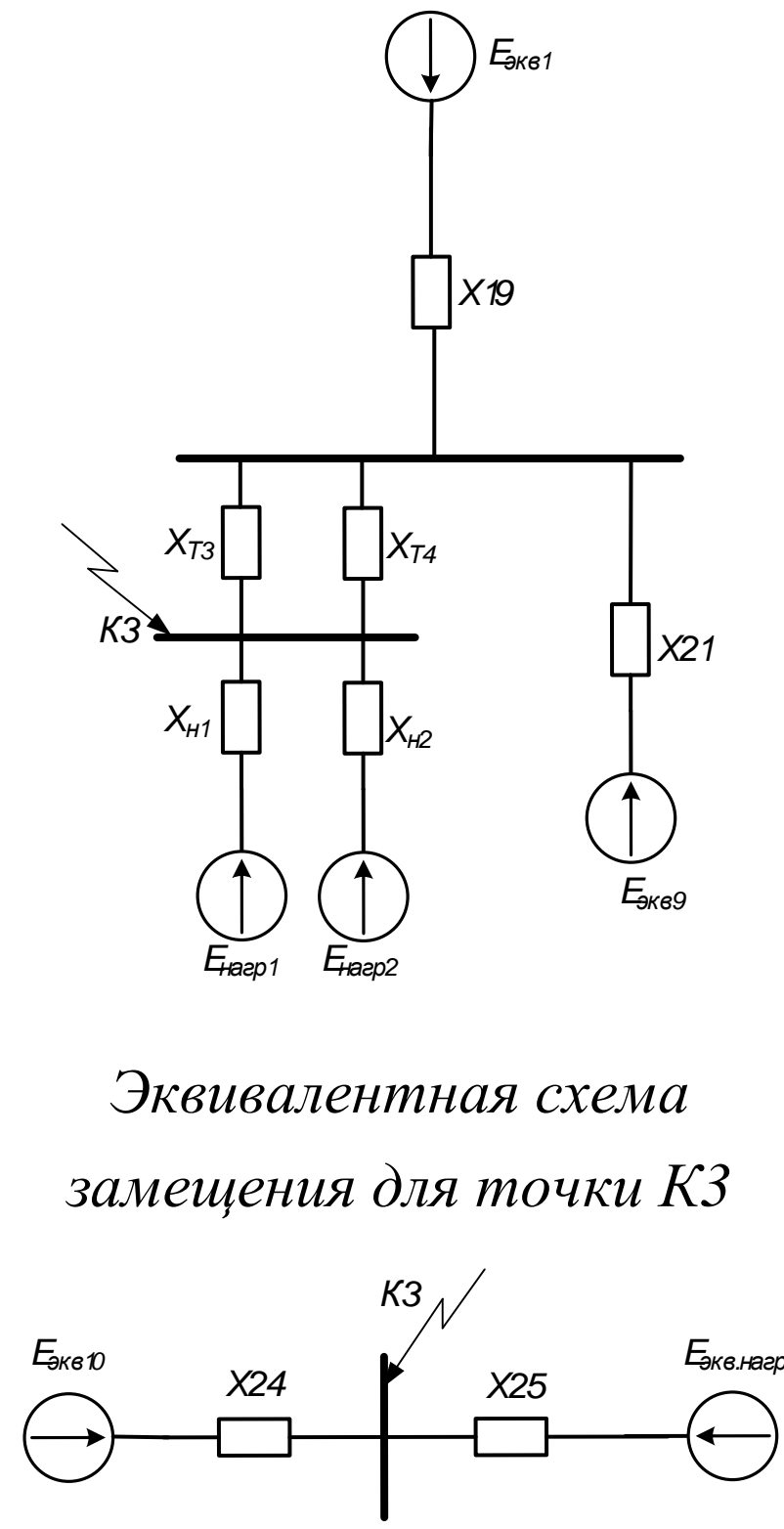
Трансформатор тока ТПЛ-10-М
Предохранитель ПKN - 6
Трансформатор собственных нужд ТЛС-40/6/0,4

ВКР.144023.130302.С			
Х			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись
Разраб.	Грибов И.Р.		
Проверил	Мисадов Ю.В.		
Реценз.			
Н.контр.	Козлов А.Н.		
Т.контр.			
Уте.	Соловьев Н.В.		
<b>Схема С.Н. подстанции 110/6 кВ «Абалак»</b>			Лист 2 из 6
Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в Тюменской области			<b>АМИ У</b> <b>Кафедра</b> <b>энергетики</b>

Расчетная схема для определения токов КЗ



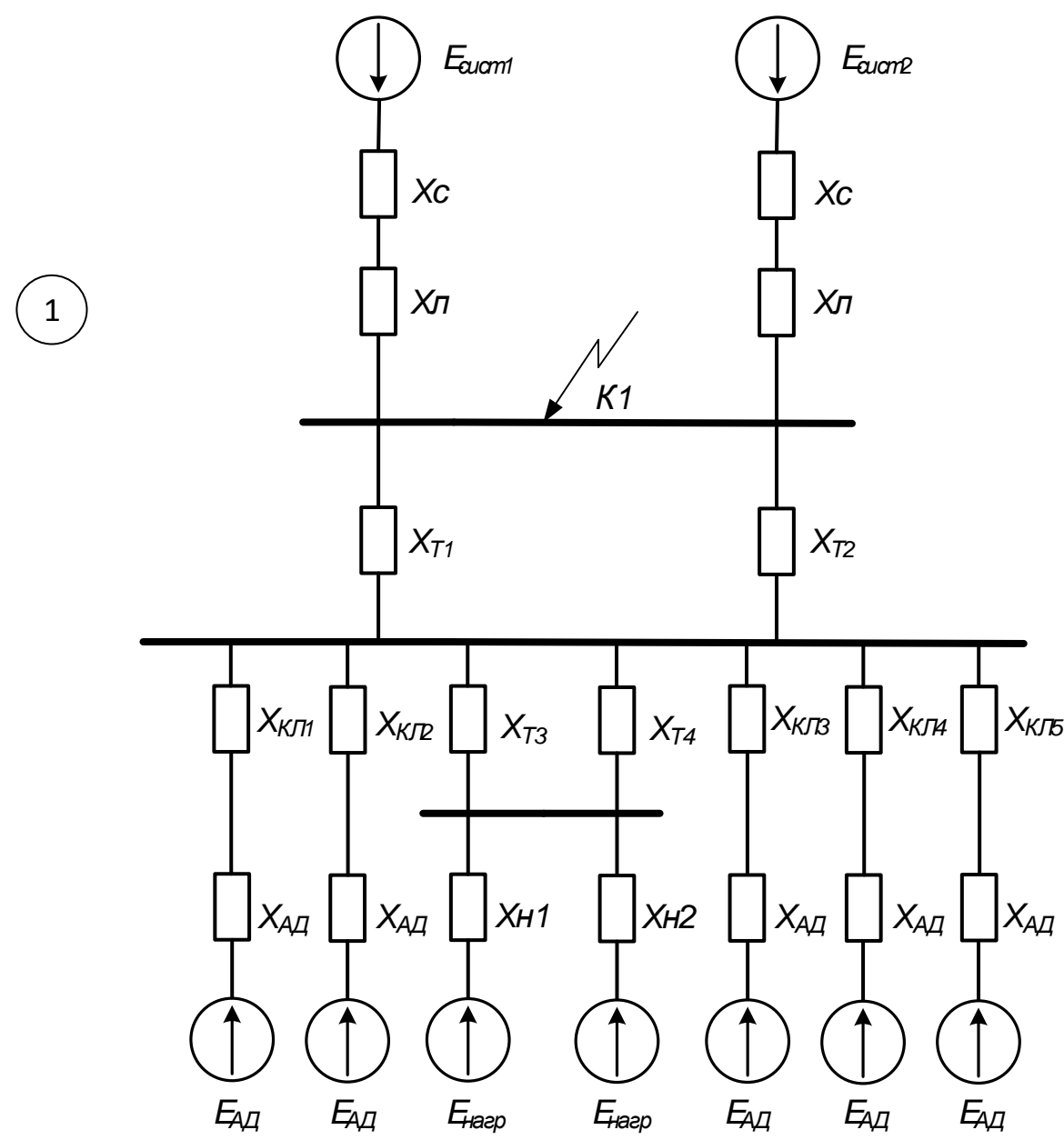
Первый этап эквивалентирования схемы замещения к точке КЗ



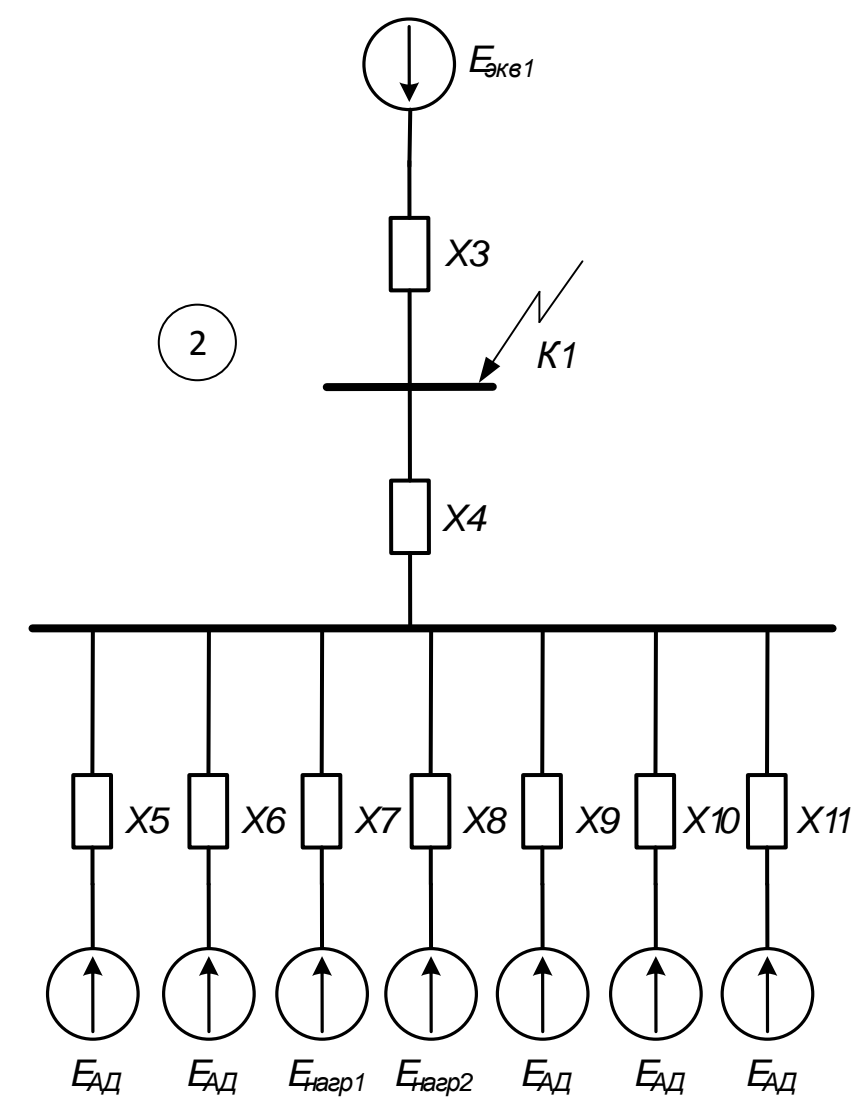
Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ток трехфазного короткого замыкания			
	Периодическая составляющая		Аперриодическая составляющая	Ударный ток
	$I_{n0}, \text{кА}$	$I_{nt}, \text{кА}$	$i_{ab}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$
K1	9,3	9,3	2,26	20,94
K2	13,79	13,79	2,04	31,36
K3	47,57	47,57	7,07	107,9

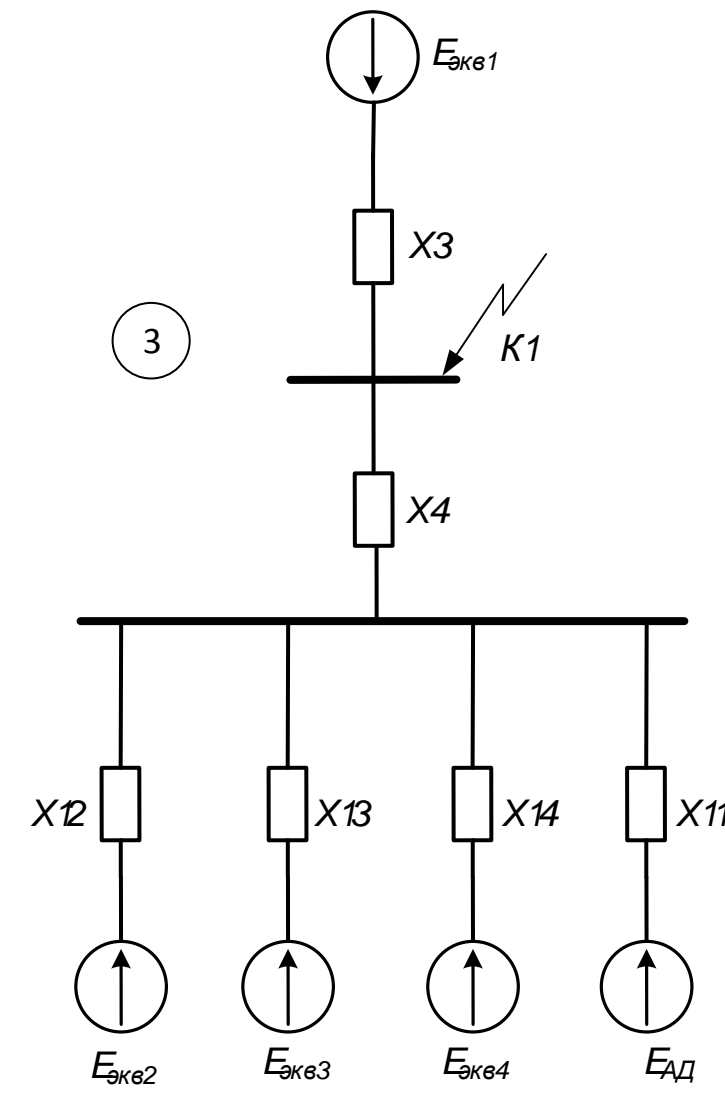
Схема замещения для расчёта трёхфазного КЗ в точке К1



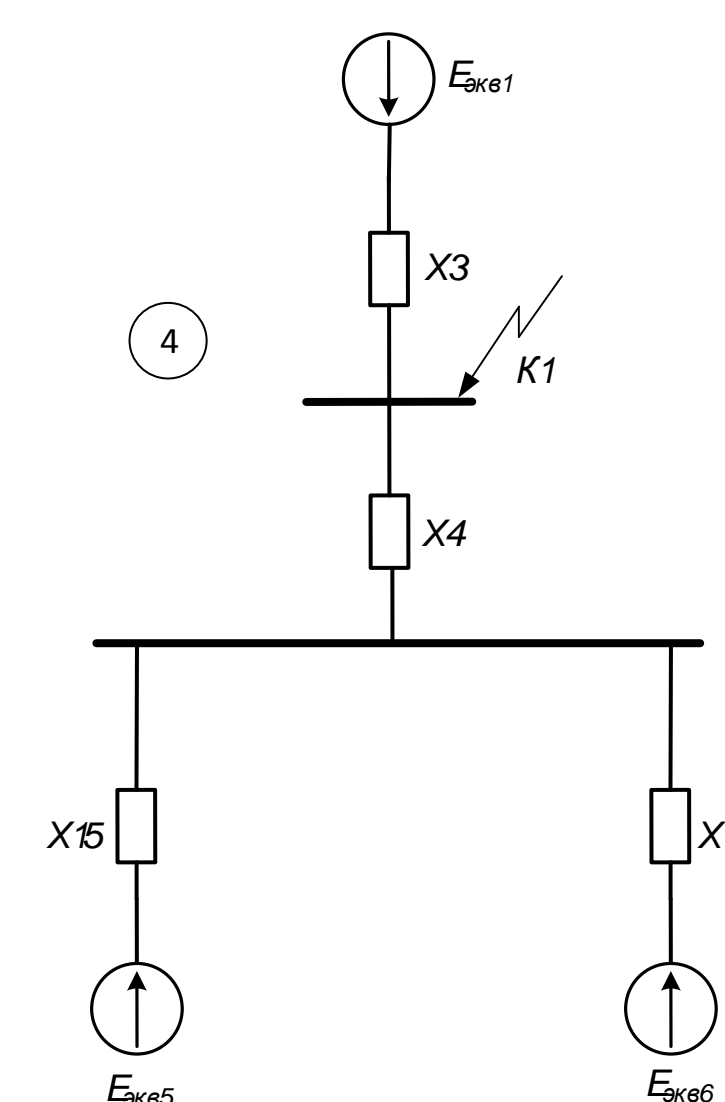
Первый этап эквивалентирования схемы замещения к точке К1



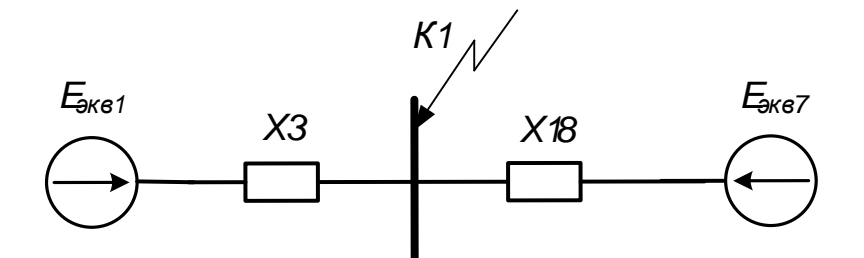
Второй этап эквивалентирования схемы замещения к точке К1



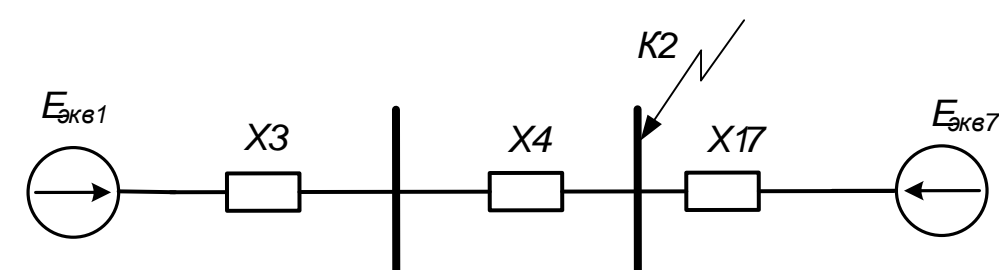
Третий этап эквивалентирования схемы замещения к точке К1



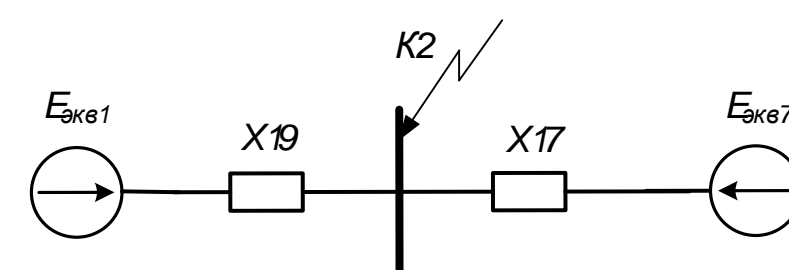
Эквивалентная схема замещения для точки К1

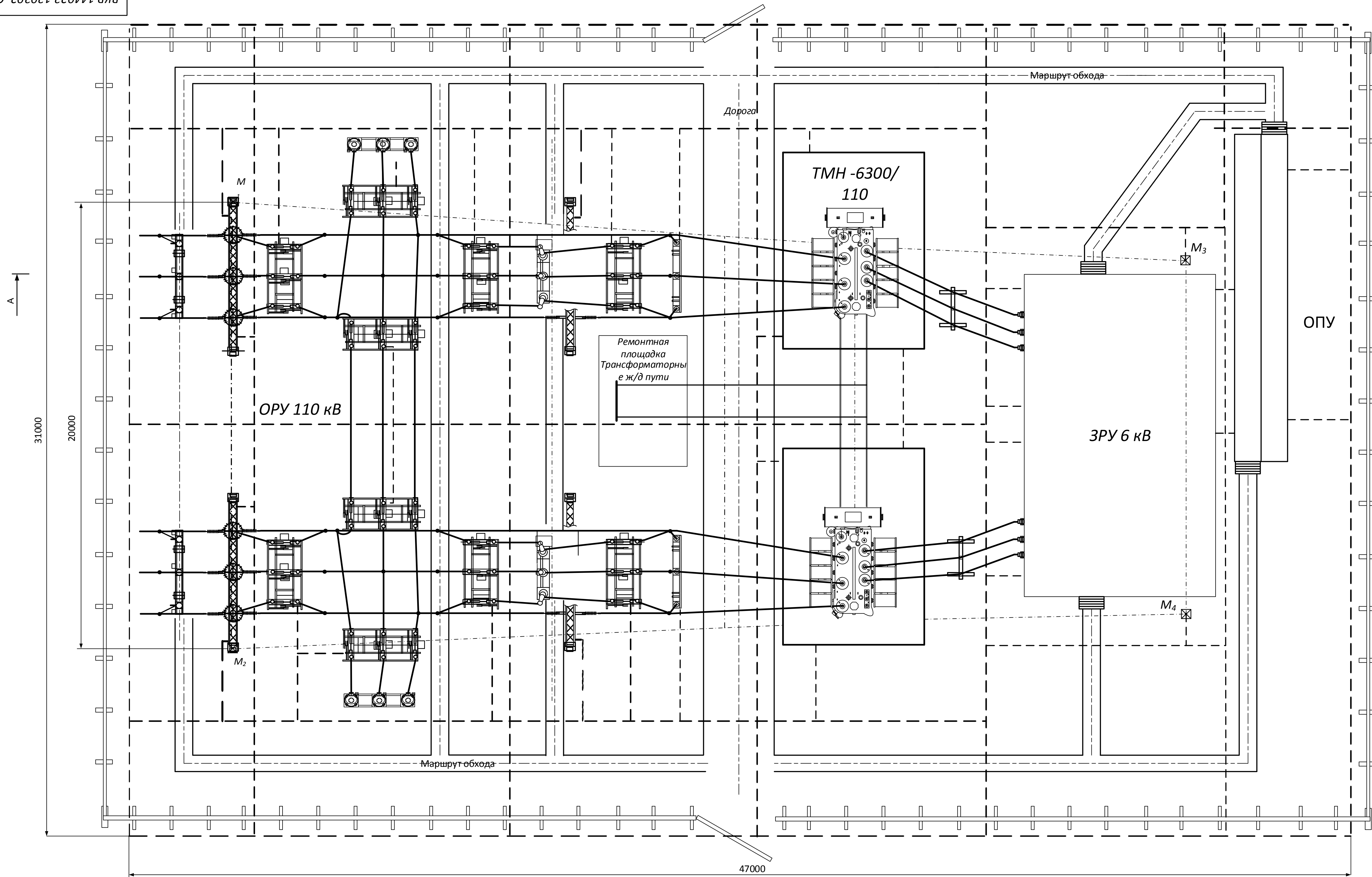


Первый этап эквивалентирования схемы замещения к точке К2



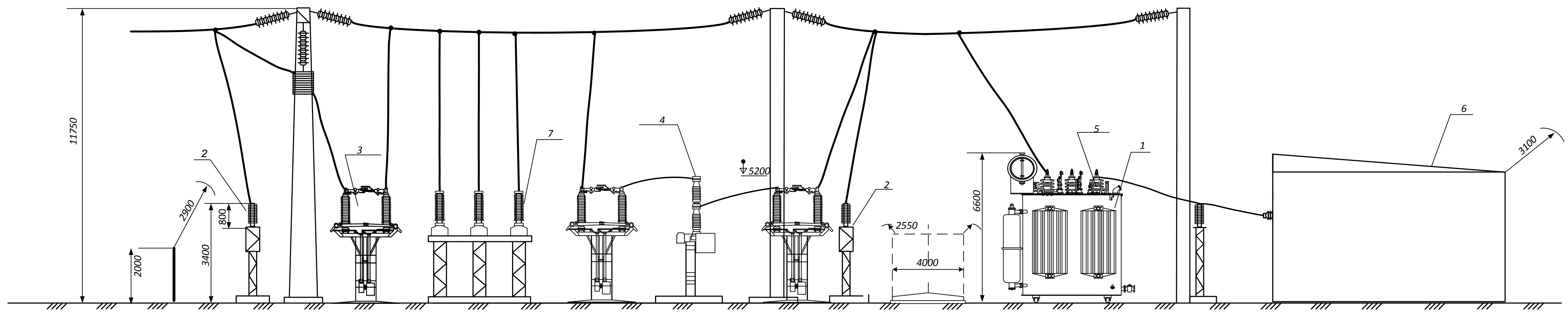
Эквивалентная схема замещения для точки К2





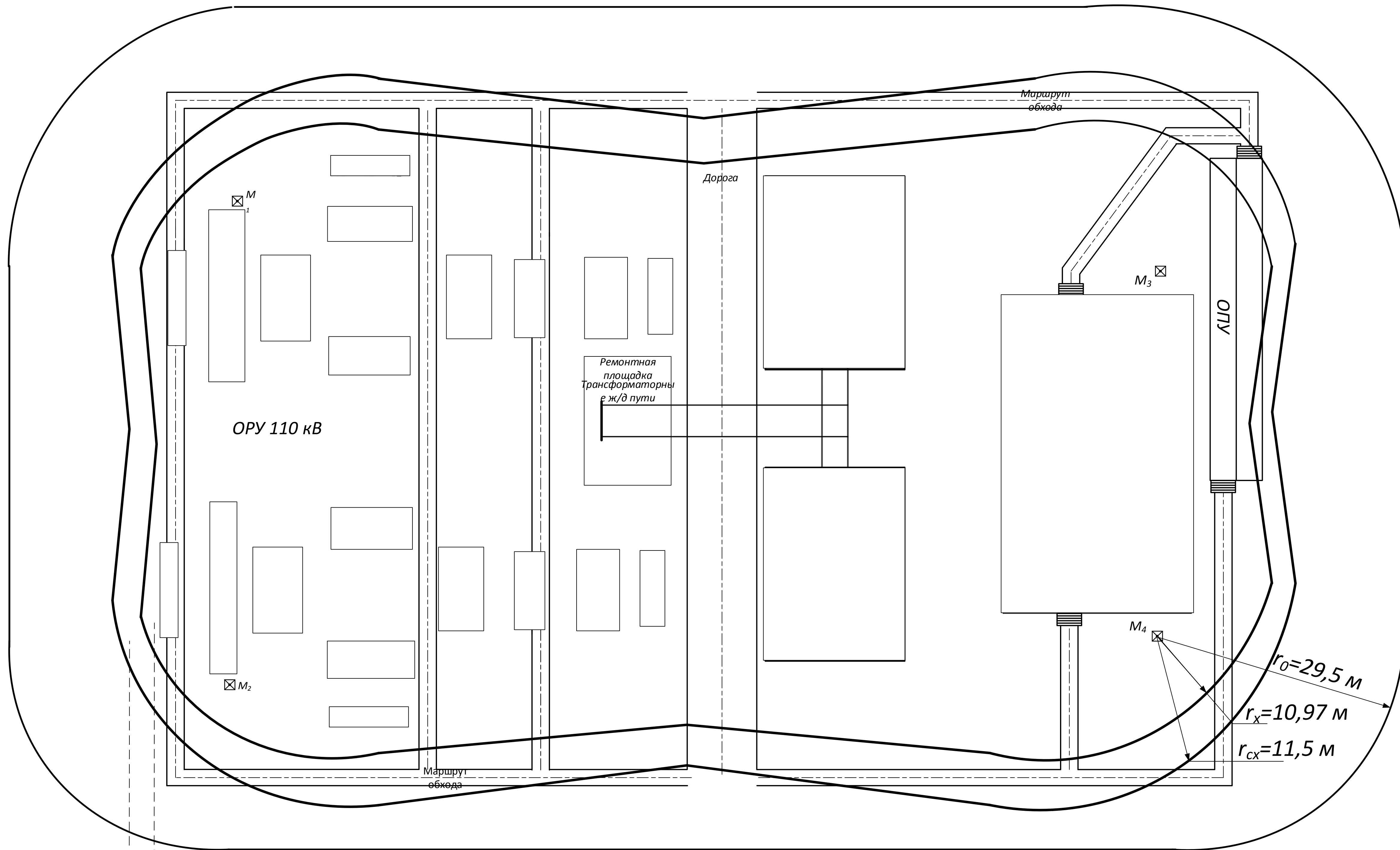
№	Наименование элемента
1	Тр-р тока ТВ-110-50/5
2	ОПН-НС РЕХЛИМ R
3	РГП-110/1000-40-УХЛ1
4	Выключатель АВВ LTB-145
5	Трансформатор ТМН-6,3 МВА
6	КРУ-2-10
7	Тр-р напря-я ЗНГА-2-110-У1

ОРУ-110кВ А-А



ВКР.144023.130302.				СХ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Литер	Масштаб
Разраб.	Грибов И.Р.				Д	1:100
Проектир.	Мисаев Ю.В.				Лист 4	Листов 6
Т.контр.					АМГУ	
Н.контр.	Колпа А.Н.				Кафедра энергетики	
Утв.	Соколов Н.В.				Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в Тюменской области	





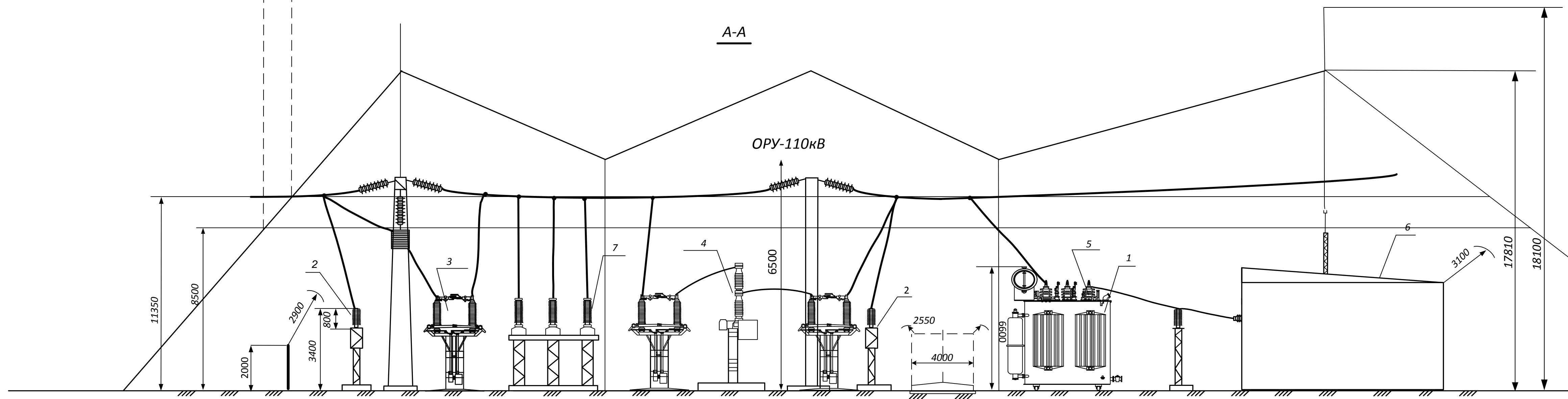
$r_x$  - Зона защиты на уровне защищаемого оборудования

$r_0$  - Радиус зоны защиты на уровне земли

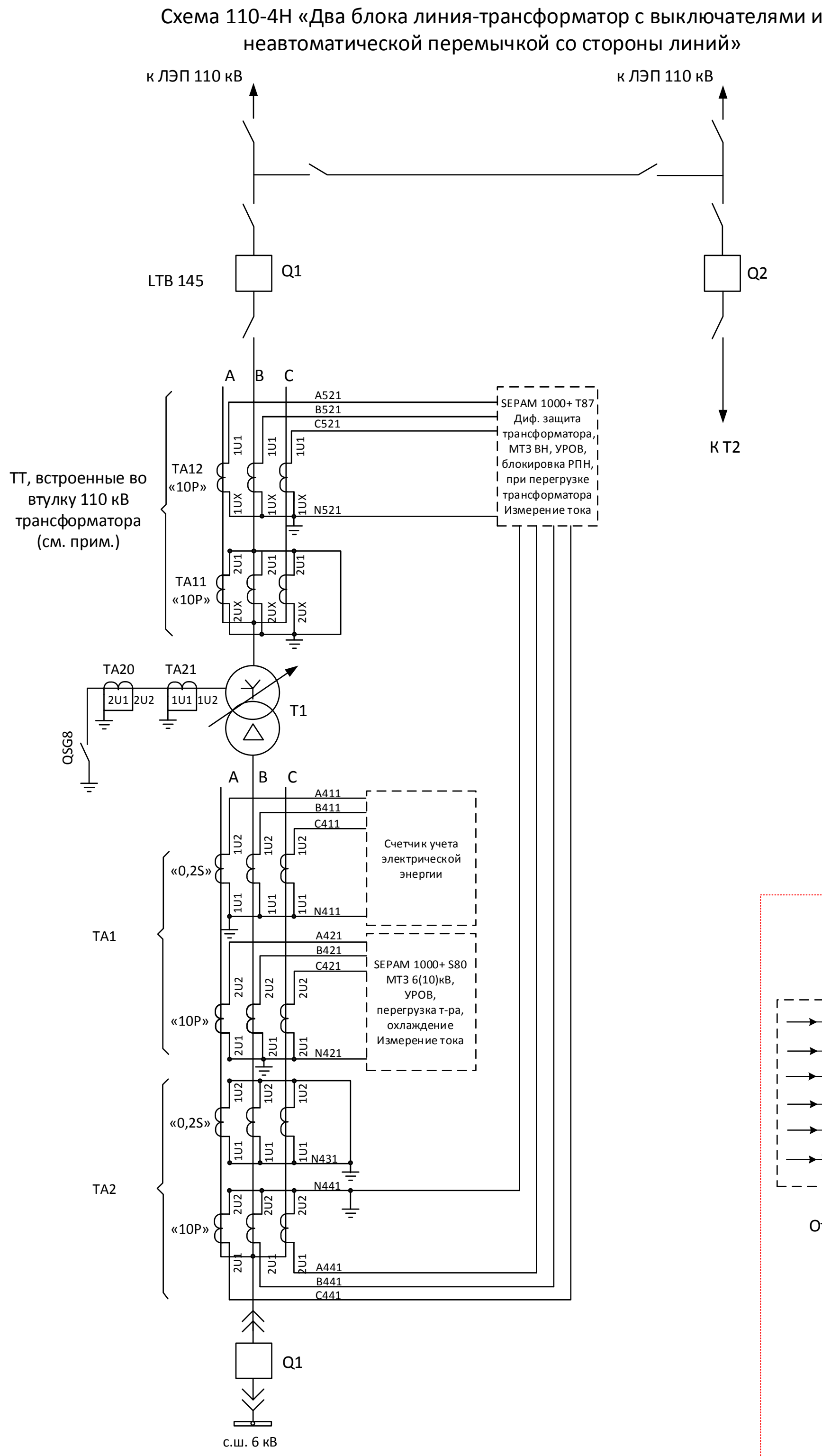
$r_{сх}$  - Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого оборудования в середине между молниеотводами одинаковой высоты

$h_x$  - Эффективная высота молниеотводов

$h_{сх}$  - Наименьшая высота внутренней зоны защиты



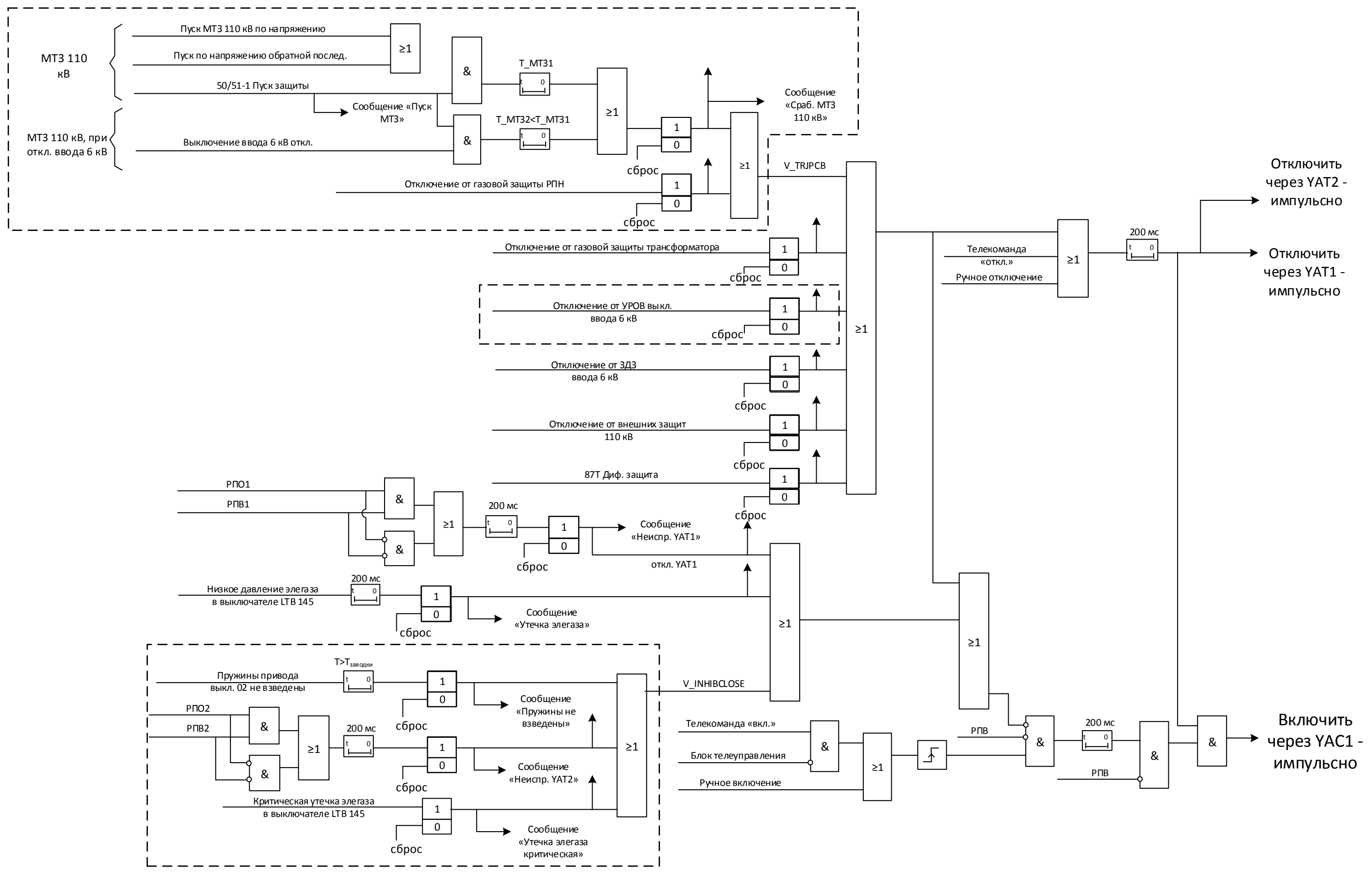
				ВКР.144023.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит.	Масса
Разраб.	Грибов И.Р.				Д	6
Проверил	Мясоедов Ю.В.					
Т.контр.					Лист 5	Листов 6
Рецензент						
Н.контр.	Козлов А.Н.					
Утвержд.	Савина Н.В.					
					Молниезащита ПС «Абалак»	
					Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в Тюменской области	
					АмГУ Кафедра Энергетики	



**Примечания**

1. Пунктиром обведена логика, выполняемая с помощью логического редактора уравнения.
2. Аварийная и предупредительная сигнализация могут быть выполнены с импульсным срабатыванием выходных реле 0102, 0103
3. В схеме логики сообщения, совпадающие с наименованием входных сигналов, повторно не показаны, все сообщения уточняются при конкретном проектировании.

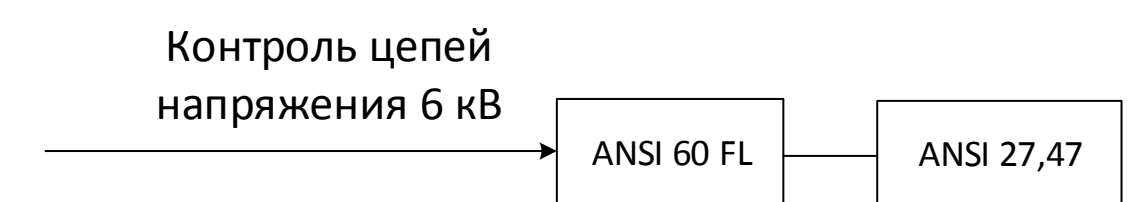
**Логика срабатывания выходных реле (начало)**



**Контроль цепей ЗДЗ ввода 6 кВ по току со стороны ВН**



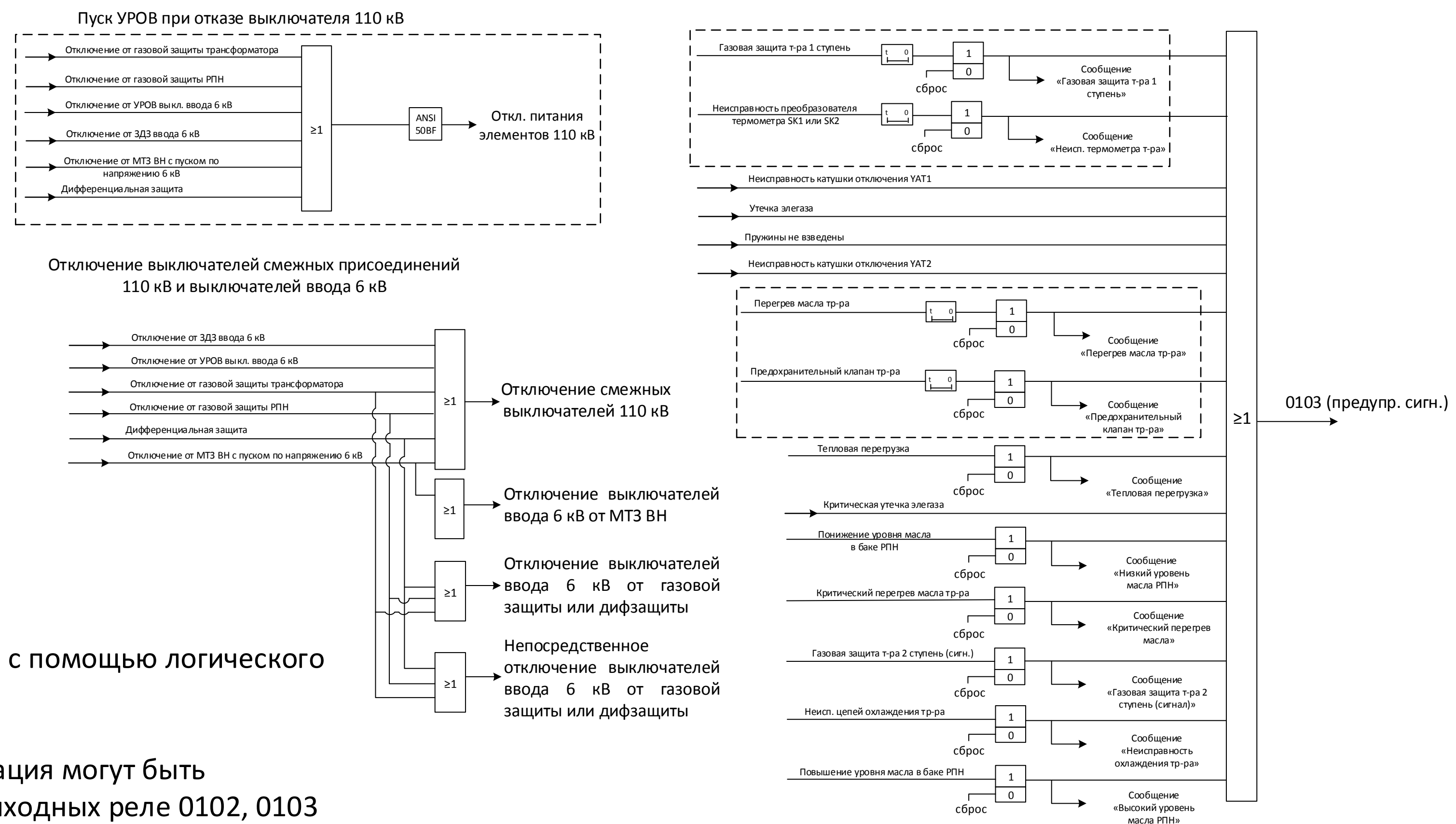
**Блокировка при неисправности цепей напряжения**



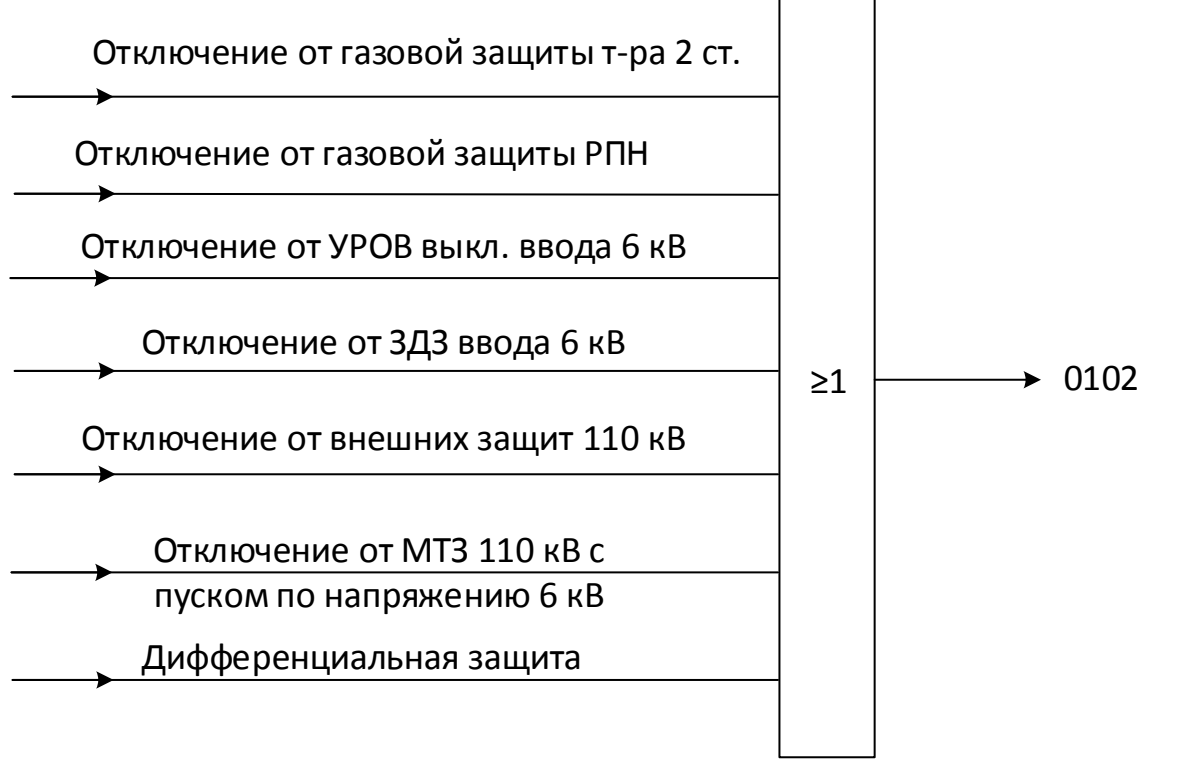
**Примечание**

Трансформаторы тока, встроенные во втулку 110 кВ, имеют отпайки, поэтому при конкретном проектировании вместо обозначения 1UX, 2UX ставится номер отпайки.

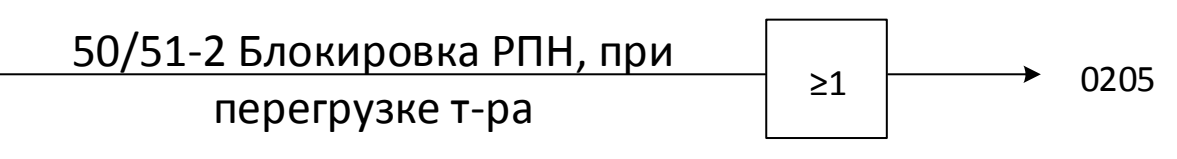
**Логика срабатывания выходных реле (окончание)**



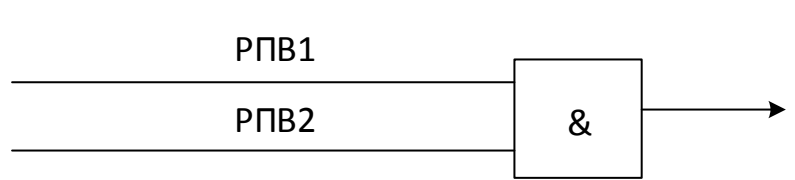
**Аварийная сигнализация**



**Блокировка РПН при перегрузке т-ра**



**Сигнал «Включенное состояние выключателя 110 кВ тр-ра»**



				ВКР.144023.130302.Сх		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Релейная защита трансформатора подстанции «Абалак» на базе Seram 1000+ T87	
Разраб.		Грибов И.Р.			Лит	Масса
Провер.		Мисаев Ю.В.			Д	Масштаб
Т. Констр.					Лист 6	Листов 6
Рецензия					АМГУ Кафедра Энергетики	
Н. Констр.		Козлов А.Н.			Реконструкция подстанции напряжением 110/6 кВ «Абалак» в Тюменской области	
Утв.		Савина Н.В.				



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Расчет релейной защиты и автоматики

#### Расчет релейной защиты для понижающего трансформатора

Расчет ведем на основании Методики расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов (Серия Т87), Выпуск №9 Shneider Electric.

Дифференциальная защита установлена на трансформаторе мощностью  $S = 6,3$  МВА  $U_{ном.} = 115 \pm 16\% \pm 9$  ступеней /6,3 кВ.  $U_k = 10,5\%$  при номинальном напряжении,  $U_k = 9,9\%$  при крайнем отрицательном положении регулятора напряжения,  $U_k = 11,2\%$  при крайнем положительном положении регулятора напряжения.

Трансформатор установлен на подстанции, где двигательная нагрузка не превышает 50% от мощности силового трансформатора. Под-станция питается по линии электропередачи 110 кВ длиной 5,07 км.

Транс-форматор может быть поставлен под напряжение только со стороны 110 кВ.

Трансформаторы тока на стороне 110 кВ  $K_{тт} = 50/5$ , на стороне 6 кВ  $K_{тт} = 1000/5$ . Расстояние от ТТ 110 кВ до места установки защиты 50 м, а от ТТ 6 кВ 20 м. Контрольный кабель медный сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

#### 1. Определение пригодности установленных трансформаторов тока

1.1. По условию выравнивания вторичных токов по величине.

$0,1 \cdot I_{ном т} < I_{ном тт} < 2,5 \cdot I_{ном т}$  (условие фирмы)

*Номинальные токи силового трансформатора по формуле*

$I_{ном т} = S_{ном} / \sqrt{3} \cdot U_{ном}$ :

$$I_{\hat{t}} 110 := \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31.629$$

$$I_{\hat{t}} 6 := \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 6.3} = 577.35$$

$(0.1 \cdot 31.629 < 50 < 2.5 \cdot 31.629) = 1$  для ТТ стороны 110 кВ условие соблюдено.

$(0.1 \cdot 577.35 < 1000 < 2.5 \cdot 577.35) = 1$  для ТТ стороны 6 кВ условие соблюдено.

1.2. По условию отстройки от броска тока намагничивания.

Для проверки пригодности ТТ по условию отстройки от броска тока намагничивания необходимо определить амплитудную величину броска тока намагничивания. Т.к. в паспортных данных на трансформатор не приведена величина броска тока намагничивания и не приведено сопротивление трансформатора при полном насыщении, то определяем сопротивление трансформатора при полном насыщении по приближенной формуле:

- для трансформаторов до 63 МВА:

$$U_{\hat{e}} := 10.5$$

$$X_1 := 0.094 + 0.74 \times \frac{U_{\hat{e}}}{100} = 0.172$$

Определяем относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности контура включения, предварительно приведя



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

сопротивление линии электропередачи к базисным условиям

$$X_{\dot{a}} := \frac{115^2}{6.3} = 2.099 \cdot 10^3$$

$$X_{\dot{o}\ddot{a}} := 0.41 \quad L_{\dot{w}} := 5.07$$

Сопротивление линии, пренебрегая активным сопротивлением, равно

$$X_{\dot{e}} := X_{\dot{o}\ddot{a}} \cdot L = 2.079$$

$$Z_{\dot{E}} := X_{\dot{e}}$$

$$X_{\dot{e}.i\ddot{o}\ddot{e}\ddot{a}\ddot{a}\ddot{a}} := \frac{X_{\dot{e}}}{X_{\dot{a}}} = 9.902 \cdot 10^{-4}$$

Сопротивление контура включения:

$$\dot{E}_1 := 1.1$$

$$X_{\dot{e}i\ddot{o}} := X_{\dot{e}.i\ddot{o}\ddot{e}\ddot{a}\ddot{a}\ddot{a}} + \dot{E}_1 \cdot X_1$$

где:  $X_{\text{л.привед}}$  - относительное индуктивное сопротивление прямой последовательности до вводов силового трансформатора, определенное по отношению к базисному сопротивлению.

За базовое сопротивление принимается сопротивление соответствующее номинальным параметрам трансформатора,  $X_b = U_{2\text{ном.}} / S_{\text{ном.}}$ ;

$U_{\text{ном.}}$  - номинальное линейное напряжение обмотки той стороны, на которую подается напряжение, в кВ;

$S_{\text{ном.}}$  - номинальная мощность трансформатора, в МВА;

$X(1) \cdot \text{в}$ ,  $X(3) \cdot \text{в}$  - относительные индуктивные сопротивления трансформатора, приведенные к стороне подачи напряжения при однофазном, трехфазном включении и при полном насыщении стержней и ярм магнитопровода. Сопротивление трансформатора приведено к номинальным параметрам трансформатора  $X_b$ ;

$K_1$  - коэффициент, учитывающий увеличение индуктивного сопротивления трансформатора за счет неполного насыщения ярм магнитопровода. Значение  $K_1$  принимается  $K_1 = 1,1-1,15$ .

То же в именованных единицах:

$$X_{\dot{e}i\ddot{o}.e\ddot{i}} := X_{\dot{e}i\ddot{o}} \cdot X_{\dot{a}} = 398.556 \quad \text{Ом}$$

Амплитудное значение броска тока намагничивания по определяем предварительно приняв коэффициент:

$$A := 0.39$$

$$I_{\dot{a}i\ddot{e}} := 2 \cdot 115 \times \frac{(1+A)}{\sqrt{3} \cdot X_{\dot{e}i\ddot{o}.e\ddot{i}}} = 0.463 \quad \text{eA}$$

Кратность тока по отношению к амплитудному значению номинального тока ТТ:



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

$$\hat{E}_{\text{дд}} := \frac{463}{\sqrt{2} \times 50} = 6.548$$

$$6.548 < 6.7$$

Следовательно, по условию отстройки от броска тока намагничивания предельная кратность ТТ стороны 110 кВ должна быть :

$$\hat{E}_{10} \geq 20$$

Определяем предельную кратность ТТ при заданной нагрузке ТТ стороны 110 кВ:

$$R_{\text{каб}} := 0.05$$

$$R_{\text{кон}} := 0.01$$

$$R_{\text{тер}} := R_{\text{е}} + R_{\text{каб}} + R_{\text{кон}}$$

где:  $R_{\text{к}}$  - сопротивление контрольного кабеля;

$R_{\text{пер}}$  - переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях;

$R_{\text{вх.тер}}$  - входное сопротивление терминала.  $R_{\text{вх.тер}} = 0,01 \quad \hat{I}$

Сопротивление контрольного кабеля:

$$R_{\text{е}} := \rho \times \frac{l_{\text{е}}}{S_{\text{е}}}$$

где:  $\rho$  - удельное сопротивление материала жил кабеля, для медного кабеля

$$\rho := 0.029 \quad \hat{I} \quad \hat{I} \quad 2 / \hat{I}$$

$$l_{\text{е}} := 50 \quad \hat{I}$$

$$S_{\text{е}} := 2.5 \quad \hat{I}^2$$

$$R_{\text{е}} := \rho \times \frac{l_{\text{е}}}{S_{\text{е}}} = 0.58$$

$$R_{\text{тер}} := R_{\text{е}} + R_{\text{каб}} + R_{\text{кон}} = 0.64$$

По кривым предельной кратности для ТТ типа ТВ-СВЭЛ-110 для  $R_{\text{нагр}} = 0,64$  определяем.

$$\hat{E}_{10} := 24 > 20$$

Следовательно, требование отстройки от броска тока намагничивания выполняется.

По условию отстройки от переходных режимов.

Приведенная предельная кратность ТТ для данного ТТ должна быть:



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

$$I_{\text{н.д.}} := 50 \quad \dot{E}_{10} := 24 \quad I_{\text{н.д.}} = 31.629$$

$$\dot{E}_{10} := \dot{E}_{10} \times \frac{I_{\text{н.д.}}}{I_{\text{н.д.}}} = 15.182$$

$$15.182 < 24 = 1$$

Аналогично должны проверяться ТТ стороны 6 кВ (за исключением требования отстройки от тока намагничивания). Однако, учитывая небольшую вторичную нагрузку ТТ 10 кВ, пригодность ТТ будет обеспечена.

Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения.

Условием использования этого торможения является требование, чтобы амплитудное значение броска тока намагничивания было меньше 8-кратного номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{н.д.}} \times 10^3 < 8 \times I_{\text{н.д.}} = 0$$

Следовательно применяется традиционное торможение.

Общая формула для определения тока срабатывания дифференциальной защиты: терминала Seram T 87 по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{н.д.}} := 1.1 \times \frac{\dot{E}}{\dot{E}} \times \epsilon + \frac{\dot{E}}{\dot{E}} \frac{\Delta U_{\text{д.д.}}}{(1 - \Delta U_{\text{д.д.}})} \frac{\dot{U}}{\dot{U}} + 0.02 \frac{\dot{U}}{\dot{U}} \times K_{\text{пер}}$$

Полную погрешность ТТ для определенности для всех режимов будем принимать равной предельной допустимой, принятой в России  $\epsilon = 0,1$ ;

$K_{\text{пер}}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;

3. Определение минимального тока срабатывания с учетом, что  $K_{\text{пер}}=1,0$

$$I_{\text{н.д.}} := 9.3$$

$$I_{\text{д.с.}} := 1.1 \times \frac{\dot{E}}{\dot{E}} \times 0.1 + \frac{\dot{E}}{\dot{E}} \frac{0.16}{(1 - 0.16)} \frac{\dot{U}}{\dot{U}} + 0.02 \frac{\dot{U}}{\dot{U}} = 0.342$$

Принимаем к установке

$$I_{\text{д.с.}} \% := 34\%$$

При меньшем диапазоне регулирования напряжения минимальный ток срабатывания дифференциальной защиты принимаем равным 30%, т.е. наименьшей уставке предела регулирования  $I_{\text{д.с.}}$ .

Уставка крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики определяется из следующих соображений.

Крутизна тормозной характеристики определяется как отношение желаемого тока срабатывания к тормозному току. Ток срабатывания – это произведение относительного тока небаланса на тот же тормозной ток.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Поэтому наклон тормозной характеристики равен относительному току срабатывания дифференциальной защиты при данном тормозном токе.

4. Определение крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики.

$$K := \frac{I_d}{I_t}$$

$$K := 1.1 \times 0.02 + \hat{E}_{\dot{I} \dot{a} \dot{o}} \times 0.1 + \frac{\Delta U_{\dot{a} \dot{a} \dot{a}}}{(1 - \Delta U_{\dot{a} \dot{a} \dot{a}})} \frac{\dot{U}}{\dot{U}}$$

$\dot{a} \dot{a} \dot{a}$

$$\hat{E}_{\dot{I} \dot{a} \dot{o}} := 2.5 \quad \Delta U_{\dot{a} \dot{a} \dot{a}} := 0.16$$

$$K := 1.1 \times 0.02 + \hat{E}_{\dot{I} \dot{a} \dot{o}} \times 0.1 + \frac{\Delta U_{\dot{a} \dot{a} \dot{a}}}{(1 - \Delta U_{\dot{a} \dot{a} \dot{a}})} \frac{\dot{U}}{\dot{U}} = 0.507$$

Принимаем к установке  $I_d/I_t = 50.7\%$

Точка изменения крутизны тормозной характеристики (SLP) по рекомендации фирмы Schneider Electric определяется по выражению:

$$SLP \leq 2 + 0.75 \times \frac{\hat{E}_{\dot{O} \dot{O}}^{\frac{4}{3}}}{3}$$

$$2 + 0.75 \times \frac{\hat{E}_{\dot{O} \dot{O}}^{\frac{4}{3}} \times 0.507}{3} = 3.553$$

Принимаем к установке

$$SLP := 4$$

Крутизна второго наклонного участка тормозной характеристики ( $I_d/I_{t2}$ ) по рекомендации фирмы Schneider Electric принимается равной:

$$I_d / I_{t2} = 60-70\%$$

Определение крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики по:

$$I_d/I_{t2} = 65\%$$

Принимаем к установке  $I_d/I_{t2} = 65\%$

5. Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки:  
Для отстройки от броска тока намагничивания уставка срабатывания дифференциальной отсечки должна быть:

$$I_{dmax} > K_{\dot{I} \dot{o} \dot{n}} \times \hat{E}_{\dot{O} \dot{O}}$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Котс. -коэффициент отстройки.

$$K_{\text{отс}} := 1.4$$

$$I_{\text{dmax}} > 9.167$$

6. Отстройка от максимального значения внешнего короткого замыкания.

Максимальное значение внешнего КЗ будет при 3-х фазном повреждении на стороне 6 кВ в режиме минимального сопротивления силового трансформатора.

Наименьшее сопротивление трансформатора будет при отрицательном положении РПН:

$$115 - 0.16 \times 115 = 96.6 \text{ кВ} \quad (U_{\text{е2}} = U = 96,6 \text{ кВ} \text{ д\%} 9,9\%)$$

$$U_{2\text{ф}} := 96.6 \quad S_{\text{ф}} := 6.3 \quad U_{\text{е2}} := 9.9$$

$$Z_{\text{од}} := \frac{U_{\text{е2}} \cdot U_{2\text{ф}}}{\sqrt{3} \cdot S_{\text{ф}}} = 146.639 \text{ Ом}$$

Результирующее сопротивление до места короткого замыкания:

$$Z_{\Sigma} := Z_{\text{л}} + Z_{\text{од}} = 148.718$$

Ток короткого замыкания равен:

$$I_{\text{кз}} := \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} = 446.452$$

Что соответствует

$$\dot{E} := \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{ф}} 110} = 14.115$$

$$\dot{E} := 14.115 \times I_{\text{ф}}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки по:

$$I_{\text{dmax}} := 1.2 \times 0.7 \times 14.115 = 11.857$$

Принимаем к установке  $I_{\text{дмакс.}} = 12 I_{\text{н1}}$

Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам принимаются:

$$\frac{I_{2\text{ф}}}{I_{\text{ф}}} := 15\% \quad \text{с поперечной блокировкой}$$

$$\frac{I_{5\text{ф}}}{I_{\text{ф}}} := 35\% \quad \text{с пофазной блокировкой}$$

### Расчет МТЗ

$$S_{\text{д}} := 6.3 \quad U_{\text{дф}} := 115 \quad U_{\text{ф}} := 6.3$$





## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Токи КЗ

$$I_{\epsilon\zeta 110} := 9.3$$

$$I_{\epsilon\zeta 6} := 13.79$$

Расчетная величина

1) Первичный номинальный ток

$$I_{1a} := \frac{S_D \times 10^3}{\sqrt{3} \times U_{a1}} = 31.629$$

$$I_{1f} := \frac{S_D \times 10^3}{\sqrt{3} \times U_{1f}} = 577.35$$

2) Коэффициент схемы

$$E_{\tilde{n}01} := \sqrt{3}$$

$$E_{\tilde{n}02} := \sqrt{3}$$

3) Расчетный коэффициент трансформации трансформатора тока

$$n_{\partial\partial 0.1} := \frac{I_{1a} \times E_{\tilde{n}01}}{5} = 10.957$$

$$n_{\partial\partial 0.3} := \frac{I_{1f}}{5} = 115.47$$

4) установившийся коэффициент трансформации

$$n_{\partial\partial 0.1} := \frac{50}{5}$$

$$n_{\partial\partial 0.3} := \frac{1000}{5}$$

5) вторичные токи в плечах защиты

$$I_{2a} := \frac{I_{1a} \times E_{\tilde{n}01}}{n_{\partial\partial 0.1}} = 5.478$$

$$I_{2f} := \frac{I_{1f} \times E_{\tilde{n}02}}{n_{\partial\partial 0.3}} = 5$$

6) Выбор отсечки МТЗ

Для ВН

$$I_{\tilde{n}\zeta a1} := \frac{1.2 \times 2.5}{0.95} \times I_{1a} = 99.88$$

$$E_{\div 1} := \frac{I_{\epsilon\zeta} \times 10^3}{I_{\tilde{n}\zeta a1}} = 93.111$$

$$I_{\tilde{n}\partial a1} := \frac{\sqrt{3} \times I_{\tilde{n}\zeta a1}}{n_{\partial\partial 0.1}} = 17.3$$

Для НН

$$I_{\tilde{n}\zeta f1} := \frac{1.2 \times 2.5}{0.95} \times I_{1f} = 1.823 \cdot 10^3$$

$$E_{\div 2} := \frac{I_{\epsilon\zeta} \times \frac{110 \times 10^3}{6}}{I_{\tilde{n}\zeta f1}} = 93.516$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

$$I_{\text{н.д.р.}} := \frac{I_{\text{н.с.р.}}}{n_{\text{д.а.0.3}}} = 9.116$$

### Защита от перегрузки

$I_{\text{н.с.а}}$

$$I_{\text{н.с.а}} := 1.05 \times \frac{I_{\text{а}}}{0.95} = 34.958 \text{ A}$$

$$I_{\text{сд}} := \frac{I_{\text{н.с.а}} \times \sqrt{3}}{n_{\text{д.а.0.1}}} = 6.055 \text{ A}$$

$I_{\text{н.с.р.}}$

$$I_{\text{н.с.р.}} := 1.05 \times \frac{I_{\text{р.}}}{0.95} = 638.124 \text{ A}$$

$$I_{\text{сд}} := \frac{I_{\text{н.с.р.}} \times \sqrt{3}}{n_{\text{д.а.0.3}}} = 5.526 \text{ A}$$

### Токовая отсечка со стороны 110

Расчет тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания  $I_{\text{с.о}}$  большим, чем максимальное значение тока КЗ  $I(3)_{\text{к.макс}}$ , при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{\text{н.д.р.}}^3 \geq \hat{E}_{\text{р.а.}} \times K_{\text{е.с}}$$

Коэффициент надёжности  $K_{\text{н}}$  для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, в том числе SEPAM, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15.

$$\hat{E}_{\text{р.а.}} := 1.15$$

$$I_{\text{н.д.р.}} := \hat{E}_{\text{р.а.}} \times K_{\text{е.с}} = 10.695$$

$$I_{\text{н.д.р.}}^3 \geq 10.695$$

### Расчет релейной защиты для вводной ячейки 6 кВ

Защита (27D) настраивается на срабатывание при снижении напряжения прямой последовательности (в месте установки защиты) до  $0,5 \div 0,6$  от номинального значения.

При этом максимальная токовая (или дистанционная) защита линии действует помимо основной выдержки времени либо мгновенно, либо с очень небольшим замедлением.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Эти мероприятия применяются как дополняющие работу основных быстродействующих селективных защит линий электропередачи, сборных шин и других элементов электроустановок.

МТЗ для низкой стороны трансформатора посчитана выше.

Согласно [4], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

– обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{1\hat{1}} := 6$$

$$U_{\hat{n}.\hat{c}.1} \leq \frac{U_{1\hat{e}1}}{\hat{E}_{1\hat{0}\hat{n}} \cdot \hat{E}_{\hat{a}}}$$

$$U_{1\hat{e}1} := 0.9U_{1\hat{1}} = 5.4$$

$$\hat{E}_{1\hat{0}\hat{n}} := 1.2 \quad \hat{E}_{\hat{a}} := 1.05$$

$$U_{\hat{n}..\hat{c}.1} := \frac{U_{1\hat{e}1}}{\hat{E}_{1\hat{0}\hat{n}} \cdot \hat{E}_{\hat{a}}} = 4.286$$

– отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{\hat{n}..\hat{c}.2} \leq \frac{U_{\hat{c}\hat{a}1}}{\hat{E}_{1\hat{0}\hat{n}}}$$

$$U_{\hat{c}\hat{a}1} := 0.75 \cdot U_{1\hat{1}}$$

$$U_{\hat{n}..\hat{c}.2} := \frac{U_{\hat{c}\hat{a}1}}{\hat{E}_{1\hat{0}\hat{n}}} = 3.75$$

Параметр срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Проверка чувствительности минимального ИО напряжения выполняется по выражению:

$$\hat{E}_{\hat{a}.2} := \frac{U_{\hat{n}..\hat{c}.2}}{0.5U_{1\hat{1}}} = 1.25$$

### Расчет релейной защиты для СВ 6 кВ

Для обеспечения быстрого возврата схемы УРОВ, если выключатель нормально отключился при действии защит, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ предназначена для фиксации отказа выключателя, т.е. если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются, то происходит действие на отключение всех выключателей, через которые продолжается питание повреждения.



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Ток срабатывания реле тока УРОВ рекомендуется принимать равным минимальному возможному значению из диапазона (5 ÷ 10) % от  $I_{ном}$  – номинальный ток защищаемого трансформатора (автотрансформатора) с той стороны, для которой рассматривается УРОВ.

$$I_{н.с} \text{ А} := 0.1 \times I_{т1} = 57.735$$

Выдержка времени УРОВ должна выбираться по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя в соответствии с выражением:

$$t_{отд.в.} := 0.035$$

$$t_{ат.с.д.в.} := 0.01$$

$$t_{т.д.в.} := 0.005$$

$$t_{с.в.} := 0.1$$

$$t_{н.с.} := t_{отд.в.} + t_{ат.с.д.в.} + t_{т.д.в.} + t_{с.в.} = 0.15$$

Выдержка времени УРОВ обычно принимается равной (0,2 ÷ 0,3) с.

$$I_{отс} \quad I_{отс} := 3.02$$

$$I_{н.с} \text{ А} := \frac{1.1 \times 1.3}{0.96} \times I_{т1} = 860.011$$

$$E_{отс} := \frac{I_{отс} \times 10^3}{I_{н.с}} = 3.512$$

$$I_{отс} := \frac{I_{н.с}}{200} = 4.3$$

### Расчет релейной защиты для отходящих фидеров 6 кВ

#### Токовая отсечка со стороны 6

Расчет тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия-трансформатор.

Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания  $I_{с.о}$  большим, чем максимальное значение тока КЗ  $I(3)_{к.макс}$ , при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{н.с} \text{ А}^3 \quad E_{отс} \times I_{с.о}$$

Коэффициент надёжности  $k_n$  для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, в том числе SEPAM, может приниматься



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

в пределах от 1,1 до 1,15.

$$\hat{E}_{\Gamma \Delta \Delta} := 1.15$$

$$I_{\text{н}0\text{Д}1\text{6}} := \hat{E}_{\Gamma \Delta \Delta} \times I_{\text{с}6} = 15.858$$

$$I_{\text{н}0\text{Д}1\text{6}}^3 = 15.858^3$$

### Защита от перегрузки

$$I_{\text{н} \cdot \text{с} \cdot \Gamma} := 1.05 \times \frac{I_{\Gamma}}{0.95} = 638.124 \text{ A}$$

$$I_{\text{с}0} := \frac{I_{\text{н} \cdot \text{с} \cdot \Gamma} \times \sqrt{3}}{n_{\text{D} \Delta \Delta 0.3}} = 5.526 \text{ A}$$

### ОЗЗ

Параметр срабатывания защиты электродвигателя по току от ОЗЗ определяется из формулы:

$$3 \times I_0 > \frac{\hat{E}_{\Gamma \text{D} \text{H}} \times \hat{E}_{\Delta \text{D}} \times (I_{\Delta \text{e} \cdot \Delta \Delta} + I_{\Delta \text{e} \cdot \text{e} \cdot \text{e}})}{\hat{E}_{\Delta \Gamma \text{C} \Delta}}$$

$$I_{\Delta \text{e} \cdot \text{e} \cdot \text{e}} := 0.05 \quad \hat{E}_{\Gamma \text{D} \text{H}} = 1.2 \quad \hat{E}_{\Delta \text{D}} := 2 \quad \hat{E}_{\Delta \Gamma \text{C} \Delta} := 0.95$$

$$I_{\Delta \text{e} \cdot \Delta \Delta} := 0.014$$

$$\frac{\hat{E}_{\Gamma \text{D} \text{H}} \times \hat{E}_{\Delta \text{D}} \times (I_{\Delta \text{e} \cdot \Delta \Delta} + I_{\Delta \text{e} \cdot \text{e} \cdot \text{e}})}{\hat{E}_{\Delta \Gamma \text{C} \Delta}} = 0.162$$

$$3 \times I_0 > 0.162$$

Определяем вторичное значение тока срабатывания защиты с учетом коэффициента трансформации трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗР:

$$3 \times I_{0 \Delta \text{D} \Gamma \text{D}}^3 = \frac{3 \times I_0}{\hat{E}_{\text{D} \text{D} \Gamma \Gamma}} \quad \hat{E}_{\text{D} \text{D} \Gamma \Gamma} := 18$$

С целью повышения стабильности срабатывания защиты принимаем выдержку времени первой ступени защиты от замыканий на землю равной 0,1 с.

$$3 \times I_{0 \Delta \text{D} \Gamma \text{D}}^3 = 9 \cdot 10^{-3}$$

### УРОВ

$$I_{\Gamma \Gamma \Delta} := \frac{P_{\Gamma \Gamma \Delta}}{\sqrt{3} \times U_{\Gamma \Gamma \Delta} \times \hat{E}_{\Gamma \Delta} \times \cos \varphi}$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б  
Расчет релейной защиты и автоматики

$$I_{\text{н.д.1}} := \frac{900}{\sqrt{3} \times 6 \times 0.952 \times 0.88} = 103.374$$

$$I_{\text{н.д.1}} \times K := 0.1 \times I_{\text{н.д.1}} = 10.337$$

$$t_{\text{д.д.1}} := 0.045$$

$$t_{\text{д.д.2}} := 0.01$$

$$t_{\text{д.д.3}} := 0.005$$

$$t_{\text{д.д.4}} := 0.1$$

$$t_{\text{д.д.5}} := t_{\text{д.д.1}} + t_{\text{д.д.2}} + t_{\text{д.д.3}} + t_{\text{д.д.4}} = 0.16$$

**3МН**

$$U_{\text{н.д.1}} := 6$$

$$U_{\text{н.д.1}} \times K := \frac{U_{\text{н.д.1}}}{E_{\text{д.д.1}} \times K_a}$$

$$U_{\text{н.д.1}} := 0.9 \times U_{\text{н.д.1}} = 5.4$$

$$E_{\text{д.д.1}} := 1.2 \quad K_a := 1.05$$

$$U_{\text{н.д.1}} := \frac{U_{\text{н.д.1}}}{E_{\text{д.д.1}} \times K_a} = 4.286$$

– отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{\text{н.д.2}} \times K := \frac{U_{\text{н.д.2}}}{E_{\text{д.д.2}}}$$

$$U_{\text{н.д.2}} := 0.75 \times U_{\text{н.д.1}}$$

$$U_{\text{н.д.2}} := \frac{U_{\text{н.д.2}}}{E_{\text{д.д.2}}} = 3.75$$

Параметр срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Проверка чувствительности минимального ИО напряжения выполняется по выражению:

$$E_{\text{д.д.2}} := \frac{U_{\text{н.д.2}}}{0.5 \times U_{\text{н.д.1}}} = 1.25$$

**ЯЧЕЙКА НА ТП-612**



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Понижающие трансформаторы 6,3/0,4 кВ и 10,5/0,4 кВ применяются для питания низковольтных потребителей, в частности, электродвигателей, освещения и т.п. Данные трансформаторы имеют широкое применение на любых промышленных предприятиях (включая электрические станции), в коммунальных сетях, на водоканалах и т.п.

Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора устанавливается со стороны вводов 6,3 (10,5) кВ и является одновременно защитой ввода рабочего питания 0,4 кВ. На реактированных линиях 6,3 (10,5) кВ МТЗ является единственной защитой от междуфазных КЗ, так как при защите этих линий быстродействующие защиты не применяются. МТЗ выполняет функцию резервной защиты токовых защит трансформатора при их отказе или выводе из действия. Выбор уставок срабатывания МТЗ осуществляется из условия несрабатывания защиты при самозапуске электродвигателей. Причем, значения токов самозапуска могут значительно превышать номинальные значения токов трансформатора. При использовании в качестве защиты цифровых терминалов SEPAM защита выполняется с применением трансформаторов тока в трех фазах ТА1-ТА3.

Токовая отсечка от междуфазных КЗ на стороне 6,3 (10,5) кВ. Для защиты трансформаторов мощностью до 4 МВ·А может применяться токовая отсечка.

$$I_{н.с.} := \frac{\hat{E}_1 \times \hat{E}_{н.с.} \times I_{д.а.л.д.н.}}{\hat{E}_a} \quad I_{г.д.д.а.} := 60.6 \quad I_{г.д.д.р.} := 909$$

$$\hat{E}_{н.с.} := 1.2 \quad I_{д.а.л.д.н.а.} := I_{г.д.д.а.} \times 1.8$$

$$\hat{E}_1 := 1.1 \quad I_{д.а.л.д.н.р.} := I_{г.д.д.р.} \times 1.8$$

$$\hat{E}_a := 0.94$$

$$I_{н.с.а.} := \frac{\hat{E}_1 \times \hat{E}_{н.с.} \times I_{д.а.л.д.н.а.}}{\hat{E}_a} = 153.176$$

$$I_{н.с.р.} := \frac{\hat{E}_1 \times \hat{E}_{н.с.} \times I_{д.а.л.д.н.р.}}{\hat{E}_a} = 2.298 \cdot 10^3$$

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

$$I_{е.с.д.} := 5.23 \times 10^3$$

$$\hat{E}_{г.д.д.0.4} := \frac{I_{е.с.д.}}{I_{н.с.р.}} = 2.276 \quad I_{е.с.0.4} := 47.57 \quad \hat{E}_{г.д.д.0.4} := 1.1$$

$$I_{н.д.г.д.д.} := I_{е.с.0.4} \times \hat{E}_{г.д.д.0.4} \times 10^3 = 5.233 \cdot 10^4$$

$$I_{г.д.д.р.} < I_{н.д.г.д.д.} = 1$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Условие выполняется следовательно от броска намагничивания защиту не отстраиваем.

Токовая защита от симметричных перегрузок работает на сигнал. Для реализации данной защиты используется одна из ступеней максимальной токовой защиты терминалов SEPAM код ANSI 50/51. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из выражения:

$$\begin{aligned} \hat{E}_{\Gamma \text{ òñ.ñçì}} &:= 1.05 & \hat{E}_{\text{ä.ñçì}} &:= 0.94 \\ I_{\text{ñ.ç.ì}} &:= \frac{\hat{E}_{\Gamma \text{ òñ.ñçì}} \cdot I_{\Gamma \text{ òñ.ñçì}}}{\hat{E}_{\text{ä.ñçì}}} = 1.015 \cdot 10^3 \end{aligned}$$

Время срабатывания защиты от симметричных перегрузок (для устранения ложных срабатываний) должно превышать время работы основных защит трансформатора. Общепринятая в ряде энергопредприятий выдержка времени защиты трансформаторов от симметричных перегрузок составляет 9 с.

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в сети 6,3 кВ.

Выполнение этой защиты зависит от режима работы нейтрали. Она выполняется, как и аналогичные защиты от однофазных замыканий на землю других присоединений сети 6,3 (10,5) кВ. Для выполнения защит от ОЗЗ с применением терминалов SEPAM компания Schneider Electric выпускает трансформаторы тока нулевой последовательности ТТНП1 типов CSH 120 и CSH 200. Защита относится к основным защита трансформатора и действует на отключение или на «сигнал».

При возникновении ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью (в соответствии с ПТЭ) допускается работа сети не более 2 часов. Защита от ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью или в сети с заземлением нейтрали через высокоомный резистор может работать на сигнал или на отключение.

Параметр срабатывания защиты электродвигателя по току от ОЗЗ определяется из формулы:

$$3I_0 > \frac{\hat{E}_{\Gamma \text{ òñ}} \cdot \hat{E}_{\text{äò}} \cdot (I_{\text{ä.ä.ä.}} + I_{\text{ä.ë.ë.ë.}})}{\hat{E}_{\text{äìçä}}}$$

$$I_{\text{ä.ë.ë.ë.}} := 0.05 \quad \hat{E}_{\Gamma \text{ òñ}} = 1.2 \quad \hat{E}_{\text{äò}} := 2.5 \quad \hat{E}_{\text{äìçä}} := 0.94$$

$$I_{\text{ä.ä.ä.ä.}} := 0.014$$

$$\frac{\hat{E}_{\Gamma \text{ òñ}} \cdot \hat{E}_{\text{äò}} \cdot (I_{\text{ä.ä.ä.ä.}} + I_{\text{ä.ë.ë.ë.ë.}})}{\hat{E}_{\text{äìçä}}} = 0.204$$

$$3I_0 > 0.162 \quad \text{на сигнал от ТТНП}$$

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) трансформаторов в сети 6,3 кВ.





## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б Расчет релейной защиты и автоматики

Эта функция предназначена для обнаружения неисправности выключателя, который не был отключен после срабатывания токовых защит (50/51, 50N/51N, 46, 67/67N). УРОВ (ANSI 50BF) применяется для всех трансформаторов 6,3(10,5)/04 кВ. Это обусловлено тем, что при КЗ в сети 0,4 кВ защиты вводов на стороне 6,3 (10,5) кВ имеют недостаточную чувствительность. Сигнал УРОВ формируется с временной задержкой  $0,3 \div 0,4$  с и, если ток КЗ не отключился, защита выдает сигнал на отключение ввода рабочего или резервного питания. Для терминалов SEPAM токовая уставка срабатывания УРОВ может лежать в диапазоне  $I_{ср.уров} = (0,2 \div 2) I_{ном}$ , где:  $I_{ном}$  номинальный ток защищаемого трансформатора.

Уставка по току (для запуска УРОВ) выбирается с коэффициентом отстройки  $0,5 \div 0,8$  от наименьшего значения уставки из всех токовых защит терминала, действующих на отключение выключателя. Причем, выбранное значение уставки по току для УРОВ должно быть выше уставок токовых защит, действующих на сигнал. Это позволит исключить возможность неправильного действия УРОВ при срабатывании сигнализации.

$$I_{н.с.одт} := 0.8 \times 157 = 125.6$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Расчет надежности подстанции "Абалак"

Показатели надежности элементов схемы:

Силовой трансформатор S 6,3 МВА 110/6 кВ:

- средний параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год:  $\omega_{\text{Тр1}} := 0.014$
- среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$ , ч:  $T_{\text{в.Тр1}} := 70$
- частота текущих ремонтов  $m$ , 1/год:  $\mu_{\text{Тр1}} := 0.75$
- продолжительность текущего ремонта  $T_{\text{п}}$ , ч:  $T_{\text{п.Тр1}} := 28$

Выключатели 110 кВ:

- средний параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год:  $\omega_{\text{В1}} := 0.02$
- среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$ , ч:  $T_{\text{в.В1}} := 20$
- частота текущих ремонтов  $m$ , 1/год:  $\mu_{\text{В1}} := 0.2$
- продолжительность текущего ремонта  $T_{\text{п}}$ , ч:  $T_{\text{п.В1}} := 45$
- параметры отказа выключателей при отключении КЗ  $a_{\text{кз}}$  :  $a_{\text{кз1}} := 0.004$
- относительная частота отказов выключателей  $a_{\text{о.п.}}$  :  $a_{\text{о.п1}} := 0.004$

Выключатели 6 кВ:

- средний параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год:  $\omega_{\text{В2}} := 0.009$
- среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$ , ч:  $T_{\text{в.В2}} := 20$
- частота текущих ремонтов  $m$ , 1/год:  $\mu_{\text{В2}} := 0.14$
- продолжительность текущего ремонта  $T_{\text{п}}$ , ч:  $T_{\text{п.В2}} := 8$
- параметры отказа выключателей при отключении КЗ  $a_{\text{кз}}$  :  $a_{\text{кз2}} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей  $a_{\text{о.п.}}$  :  $a_{\text{о.п2}} := 0.0022$

Система шин 6 кВ:

- средний параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год:  $\omega_{\text{сш1}} := 0.03$
- среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$ , ч:  $T_{\text{в.сш1}} := 5$
- частота текущих ремонтов  $m$ , 1/год:  $\mu_{\text{сш1}} := 0.166$
- продолжительность текущего ремонта  $T_{\text{п}}$ , ч:  $T_{\text{п.сш1}} := 5$

Разъединители 110 кВ:



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Расчет надежности подстанции "Абалак"

- |   |                       |
|---|-----------------------|
| - средний параметр потока отказов $\omega$ , 1/год: | $\omega_{p1} := 0.01$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$ , ч:         | $T_{в.p1} := 11$      |
| - частота текущих ремонтов $m$ , 1/год:             | $\mu_{p1} := 0.166$   |
| - продолжительность текущего ремонта $T_{п}$ , ч:   | $T_{п.p1} := 8.15$    |

### Разъединители 6 кВ:

- |   |                       |
|---|-----------------------|
| - средний параметр потока отказов $\omega$ , 1/год: | $\omega_{p2} := 0.01$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$ , ч:         | $T_{в.p2} := 7$       |
| - частота текущих ремонтов $m$ , 1/год:             | $\mu_{p2} := 0.166$   |
| - продолжительность текущего ремонта $T_{п}$ , ч:   | $T_{п.p2} := 3.7$     |

### ВЛ 110 кВ:

- |   |                          |
|---|--------------------------|
| - средний параметр потока отказов $\omega$ , 1/год: | $\omega_{ВЛ110} := 0.53$ |
| - среднее время восстановления $T_{в}$ , ч:         | $T_{в.ВЛ1} := 11$        |
| - частота текущих ремонтов $m$ , 1/год:             | $\mu_{ВЛ1} := 1.6$       |
| - продолжительность текущего ремонта $T_{п}$ , ч:   | $T_{п.ВЛ1} := 15.5$      |
| $T_{г} := 8760$                                     |                          |

### Параметры потока отказов элементов:

#### Разъединители:

$$q_{p110} := \frac{\omega_{p1} \times T_{в.p1}}{T_{г}} \qquad q_{p110} = 1.256 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{p6} := \frac{\omega_{p2} \times T_{в.p2}}{T_{г}} \qquad q_{p6} = 7.991 \cdot 10^{-6}$$

#### Выключатели:

$$q_{В110} := \frac{\omega_{В1} \times T_{в.В1}}{T_{г}} \qquad q_{В110} = 4.566 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{В6} := \frac{\omega_{В2} \times T_{в.В2}}{T_{г}} \qquad q_{В6} = 2.055 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ст110} := q_{В110} + 2 \times q_{p110} \qquad q_{ст110} = 7.078 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{ст6} := q_{В6} + 2 \times q_{p6} \qquad q_{ст6} = 3.653 \cdot 10^{-5}$$

#### Трансформатор:

$$q_{т} := \frac{\omega_{тp1} \times T_{в.тp1}}{T_{г}} \qquad q_{т} = 1.119 \cdot 10^{-4}$$



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Расчет надежности подстанции "Абалак"

Система шин:

$$N1 := 4 \quad N2 := 4$$

$$q_{сш6} := \frac{\omega_{сш1} \times T_{в.сш1}}{T_{г}} \times N1 \quad q_{сш6} = 6.849 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{сш1} := \omega_{сш1} \times N1 \quad \omega_{сш1} = 0.12$$

Воздушная линия:

$$L1 := 5.07 \quad L2 := 5.07$$

$$q_{л6} := \frac{\omega_{вл110} \times T_{в.вл1}}{T_{г}} \times \frac{L1}{100} \quad q_{л6} = 3.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{л6} := \omega_{вл110} \times \frac{L1}{100} \quad \omega_{л6} = 0.027$$

$$q_{л7} := \frac{\omega_{вл110} \times T_{в.вл1}}{T_{г}} \times \frac{L2}{100} \quad q_{л7} = 3.374 \cdot 10^{-5}$$

$$\omega_{л7} := \omega_{вл110} \times \frac{L2}{100} \quad \omega_{л7} = 0.027$$

$$\omega_{вл7} := \omega_{вл110}$$

Вероятность отказа выключателей:

$$N_{оп110} := 4 \quad a_{110} := 13$$

$$P1 := (1 - 0.0044) \times (1 - 0.00525) \times (1 - 0.0096) \times (1 - 0.00006712) \times (1 - 0.0012) \times (1 - 0.00078)$$

$$P1 = 0.979$$

$$q_{Q1} := q_{ст110} + a_{кз1} \times (1 + a_{110}) \times e^{-\lambda} - (1 - q_{л6}) \times \lambda + a_{о.п1} \times N_{оп110} \quad q_{Q1} = 0.016$$

$$q_{Q2} := q_{ст110} + a_{кз1} \times (1 + a_{110}) \times e^{-\lambda} - (1 - q_{л7}) \times \lambda + a_{о.п1} \times N_{оп110} \quad q_{Q2} = 0.016$$

$$\omega_{Q1} := \omega_{B1} + 2 \times \omega_{p1} + a_{кз1} \times (1 + a_{110}) \times (\omega_{вл110}) + a_{о.п1} \times N_{оп110}$$

$$\omega_{Q1} = 0.086$$

$$\omega_{Q2} := \omega_{B1} + 2 \times \omega_{p1} + a_{кз1} \times (1 + a_{110}) \times (\omega_{вл7}) + a_{о.п1} \times N_{оп110}$$

$$\omega_{Q2} = 0.086$$

Эквивалентирование последовательных элементов:



## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В Расчет надежности подстанции "Абалак"

$$\omega_{\text{пл6}} := 0.63$$

$$\omega_{\text{пл7}} := \omega_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{пл6}} := \frac{\mu_{\text{тр1}} \times T_{\text{п.тр1}}}{T_{\text{Г}}}$$

$$q_{\text{пл6}} = 2.397 \cdot 10^{-3}$$

$$q_{\text{пл7}} := q_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{I}} := \omega_{\text{B1}} + \omega_{\text{вл110}} + \omega_{\text{Q1}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{I}} = 1.266$$

$$q_{\text{I}} := q_{\text{л6}} + q_{\text{вл110}} + q_{\text{Q1}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{I}} = 0.019$$

$$\lambda_{\text{II}} := \omega_{\text{B2}} + \omega_{\text{вл7}} + \omega_{\text{Q2}} + \omega_{\text{пл7}}$$

$$\lambda_{\text{II}} = 1.255$$

$$q_{\text{II}} := q_{\text{л7}} + q_{\text{вл110}} + q_{\text{Q2}} + q_{\text{пл7}}$$

$$q_{\text{II}} = 0.019$$

$$\lambda_{\text{III}} := \omega_{\text{B1}} + q_{\text{T}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{III}} = 0.65$$

$$q_{\text{III}} := q_{\text{в6}} + q_{\text{T}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{III}} = 2.53 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda_{\text{IIII}} := \omega_{\text{B1}} + q_{\text{T}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{IIII}} = 0.65$$

$$q_{\text{IIII}} := q_{\text{в6}} + q_{\text{T}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{IIII}} = 2.53 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda_{\text{IIIII}} := \omega_{\text{B1}} + \omega_{\text{вл110}} + \omega_{\text{Q1}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{IIIII}} = 1.266$$

$$q_{\text{IIIII}} := q_{\text{л6}} + q_{\text{вл110}} + q_{\text{Q1}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{IIIII}} = 0.019$$

$$\lambda_{\text{IIIIII}} := \omega_{\text{B1}} + q_{\text{T}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{IIIIII}} = 0.65$$

$$q_{\text{IIIIII}} := q_{\text{в6}} + q_{\text{T}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{IIIIII}} = 2.53 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIII}} := \omega_{\text{B2}} + \omega_{\text{вл7}} + \omega_{\text{Q2}} + \omega_{\text{пл7}}$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIII}} = 1.255$$

$$q_{\text{IIIIIIII}} := q_{\text{л7}} + q_{\text{вл110}} + q_{\text{Q2}} + q_{\text{пл7}}$$

$$q_{\text{IIIIIIII}} = 0.019$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIIIII}} := \omega_{\text{B1}} + q_{\text{T}} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIIIII}} = 0.65$$

$$q_{\text{IIIIIIIIII}} := q_{\text{в6}} + q_{\text{T}} + q_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{IIIIIIIIII}} = 2.53 \cdot 10^{-3}$$

Эквивалентирование параллельных элементов:

$$q_{\text{плI}} := q_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{плI}} := \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{плII}} := \omega_{\text{пл6}}$$

$$q_{\text{плII}} := q_{\text{пл7}}$$

$$\lambda'_{\text{I}} := \lambda_{\text{I}} - \lambda_{\text{плI}}$$

$$\lambda'_{\text{II}} := \lambda_{\text{II}} - \lambda_{\text{плII}}$$

$$\lambda'_{\text{III}} := \lambda_{\text{III}} - \lambda_{\text{плI}}$$

$$\lambda'_{\text{IIII}} := \lambda_{\text{IIII}} - \lambda_{\text{плII}}$$

$$\lambda_{\Sigma 1} := \lambda_{\text{I}} \times q_{\text{II}} + \lambda_{\text{II}} \times q_{\text{I}} + \lambda'_{\text{I}} \times q_{\text{плII}} + \lambda'_{\text{II}} \times q_{\text{плI}}$$

$$\lambda_{\Sigma 1} = 0.05$$

$$\lambda_{\Sigma 2} := \lambda_{\text{III}} \times q_{\text{IIII}} + \lambda_{\text{IIII}} \times q_{\text{III}} + \lambda'_{\text{III}} \times q_{\text{плII}} + \lambda'_{\text{IIII}} \times q_{\text{плI}}$$

$$\lambda_{\Sigma 2} = 3.386 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIIIII}} := \omega_{\text{сш1}} + \lambda_{\Sigma 1} + \lambda_{\Sigma 2} + \omega_{\text{пл6}}$$

$$\lambda_{\text{IIIIIIIIII}} = 0.803$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет надежности подстанции "Абалак"

$$q_{IIIIII} := q_{сш6} + q_I \times q_{II} + q_{III} \times q_{IIII} + q_{пл6} \quad q_{IIIIII} = 2.816 \cdot 10^{-3}$$

$$\lambda'_{IIII} := \lambda_{IIII} - \lambda_{плI} \quad \lambda'_{IIIIII} := \lambda_{IIIIII} - \lambda_{плII}$$

$$\lambda'_{IIII} := \lambda_{IIII} - \lambda_{плI} \quad \lambda'_{IIIIII} := \lambda_{IIIIII} - \lambda_{плII}$$

$$\lambda_{\Sigma 3} := \lambda_{IIII} \times q_{II} + \lambda_{IIIIII} \times q_I + \lambda'_{IIII} \times q_{плII} + \lambda'_{IIIIII} \times q_{плI} \\ \lambda_{\Sigma 3} = 0.04$$

$$\lambda_{\Sigma 4} := \lambda_{IIII} \times q_{II} + \lambda_{IIIIII} \times q_I + \lambda'_{IIII} \times q_{плII} + \lambda'_{IIIIII} \times q_{плI} \\ \lambda_{\Sigma 4} = 0.05$$

$$T_{плI} := T_{п.тр1} \quad T_{плII} := T_{п.В2}$$

$$T_{ВII} := \frac{q_{II}}{\lambda'_{II}} \times 8760 \quad T_{ВII} = 260.121 \quad T_{ВI} := \frac{q_I}{\lambda'_I} \times 8760 \quad T_{ВI} = 255.619$$

$$k_{плI} := 1 - e^{-\frac{T_{плI}}{T_{ВII}}} \quad k_{плI} = 0.102 \quad k_{плII} := 1 - e^{-\frac{T_{плII}}{T_{ВI}}} \quad k_{плII} = 0.031$$

$$q_{с1} := q_I \times q_{II} + k_{плI} \times \lambda_{плI} \times T_{плI} \times q_{II} + k_{плII} \times \lambda_{плII} \times T_{плII} \times q_I \quad q_{с1} = 0.037$$

$$q_{плIII} := q_{пл6} \quad \lambda_{плIII} := \omega_{пл6} \quad \lambda_{плIIII} := \omega_{пл6}$$

$$q_{плIIII} := q_{пл7} \quad \lambda'_{IIII} := \lambda_{IIII} - \lambda_{плII} \quad \lambda'_{IIII} := \lambda_{IIII} - \lambda_{плII}$$

$$\lambda_{\Sigma 2} := \lambda_{IIII} \times q_{IIII} + \lambda_{IIII} \times q_{IIII} + \lambda'_{IIII} \times q_{плIIII} + \lambda'_{IIII} \times q_{плIIII} \\ \lambda_{\Sigma 2} = 3.386 \cdot 10^{-3}$$

$$T_{плIII} := T_{п.ВЛ1}$$

$$T_{плIIII} := T_{п.ВЛ1} \quad \lambda'_{IIII} := \lambda_{IIII} - \lambda_{плII}$$

$$T_{ВIIII} := \frac{q_{IIII}}{\lambda'_{IIII}} \times 8760 \quad T_{ВIIII} = 1.102 \cdot 10^3 \quad T_{ВIII} := \frac{q_{III}}{\lambda'_{III}} \times 8760 \quad T_{ВIII} = 1.102 \cdot 10^3$$

$$k_{плIII} := 1 - e^{-\frac{T_{плIII}}{T_{ВIIII}}} \quad k_{плIII} = 0.014$$

$$k_{плIIII} := 1 - e^{-\frac{T_{плIIII}}{T_{ВIII}}} \quad k_{плIIII} = 0.014$$



Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В  
Расчет надежности подстанции "Абалак"

$$q_{c2} := q_{III} > q_{III} + k_{плIII} > \lambda_{плIII} > T_{плIII} > q_{III} + k_{плIII} > \lambda_{плIII} > T_{плIII} > q_{III}$$

$$q_{c2} = 6.965 \cdot 10^{-4}$$

$$\lambda_{\Sigma} := \lambda_{\Sigma 3} + \lambda_{\Sigma 4} + \omega_{сш1} \quad \lambda_{\Sigma} = 0.210087$$

$$q_{c\Sigma} := q_{c1} + q_{c2} + q_{сш6} \quad q_{c\Sigma} = 0.037382 \quad \lambda_{\Sigma} := 0.0042$$

Расчет вероятности отказа системы с учетом средств автоматики (АВР и УРОВ) по полной модели отказа выключателя:

$$q_{ДЗТ} := 0.0044$$

$$q_{ДЗш} := 0.0096$$

$$q_{АРВ} := 0.001$$

$$q_{УРОВ} := 0.00078$$

$$q_c := q_{c\Sigma} \times (1 - q_{АРВ}) \times q_{ст6} \times (1 - q_{ДЗш}) \times (1 - q_{ДЗТ}) + q_{c\Sigma} \times q_{АРВ} \dots$$

$$+ (1 - q_{ДЗш}) \times (1 - q_{ДЗТ}) \dots$$

$$+ q_{c\Sigma} \times (1 - q_{АРВ}) \times q_{ДЗш} \times q_{ДЗТ} + q_{c\Sigma} \times q_{АРВ} \times q_{ДЗш} \times q_{ДЗТ}$$

$$q_c := 13.163 \times 10^{-6}$$

Среднее время восстановления системы:

$$T_c := \frac{1}{\lambda_{\Sigma}} \quad T_c = 238.095$$

$$T_p := 0.105 \times T_c \quad T_p = 25$$

$$t_{вс} := \frac{q_c}{\lambda_{\Sigma}} \times T_p \quad t_{вс} = 27.454$$



## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Расчет молниезащиты подстанции

Исходные данные:

Геометрические параметры ОРУ:

$$A := 44 \quad B := 28 \quad S := (A + 2 \times 1.5) \times (B + 2 \times 1.5) = 1.457 \cdot 10^3$$

Высота самого высокого защищаемого объекта  
(линейный портал)

$$h_x := 11.35$$

Среднее число грозových часов в год

$$n := 40$$

Ожидаемое количество поражений молнией в год незащищенного объекта:

$$N := 0.06 \times n \times (A + 10 \times h_x) \times (B + 10 \times h_x) \times 10^{-6} = 0.053$$

Тип зоны защиты Б, т.к.

$$N < 1.$$

$$h := 19.65 \quad \text{- высота молниетвода}$$

$$h_{эф} := 0.92 \times h = 18.078 \quad \text{- эффективная высота молниетвода}$$

$$r_0 := 1.5 \times h = 29.475 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне земли}$$

$$r_x := r_0 \times \frac{h_x}{h_{эф}} = 10.97 \quad \text{- радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта}$$

Параметры защиты для молниетводов 1-2, 3-4:

$$L_{12} := 21.6 \quad \text{- расстояние между молниетводами}$$

$$h_{cx} := h_{эф} - 0.14 \times (L_{12} - h) = 17.805 \quad \text{- наименьшая высота внутренней зоны защиты}$$

$$r_{c0} := r_0 \quad h_x = 11.35 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне земли}$$

$$r_{cx} := r_{c0} \times \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} = 10.686 \quad \text{- половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта}$$

Высота самого высокого защищаемого объекта (трансформатор)

$$h_{x.тр} := 5.09$$





$h_{тр} := 10$  - высота молниетвода

$h_{эф.тр} := 0.92 \times h = 18.078$  - эффективная высота молниетвода

$r_0 := 1.5 \times h_{тр} = 15$  - радиус защиты молниетвода на уровне земли

$$r_{хтр} := r_0 \times \frac{h_{х.тр}}{h_{эф.тр}} = 10.777$$

- радиус защиты молниетвода на уровне защищаемого объекта

Параметры защиты для молниетводов 1-3; 2-4:

$L_{13} := 35$  - расстояние между молниетводами

$h_{схтр} := h_{эф.тр} - 0.14 \times (L_{13} - h_{тр}) = 14.578$  - наименьшая высота внутренней зоны защиты

$r_{с0тр} := r_0$  - половина ширины внутренней зоны на уровне земли

$r_{схтр} := r_{с0} \times \frac{h_{сх} - h_x}{h_{сх}} = 10.686$  - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта

Анализ грозоупорности ОРУ.

$r_э := 0.012$  - радиус фазы

$h_{ср} := 10.75$

$N := 0.06 \times 50 \times (A + 10 \times 30) \times (B + 10 \times 30) \times 10^{-6} = 0.338$  - число ударов молнии

$z_{ош} := 60 \times \ln \frac{h_{ср}}{r_э} = 449.454$  - волновое сопротивление ошиновки

$U_{50\%} := 1330$  - 50 %-е импульсное напряжение отрицательной полярности

$I_{кр} := \frac{2 \times U_{50\%}}{z_{ош}} = 5.918$  - критический ток молнии

$p_{пр} := e^{-0.04 \times I_{кр}} = 0.789$

$l_{гирл} := 0.0175$  - высота подвеса гирлянды на опоре

$R_{и} := 0.5$  - импульсное сопротивление заземлителя



$$I_{OP} := \frac{U_{50\%} - 50 \times I_{гирл}}{R_{и}} = 2.658 \cdot 10^3$$

$$p_{OP} := e^{-0.04I_{OP}} = 0.000000 \quad \text{- вероятность обратного перекрытия по гирлянде}$$

$$p_{\alpha} := 0.005 \quad \text{- вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ}$$

$$\eta_{пр} := 0.9 \quad \text{- вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу}$$

$$\eta_{оп} := 0.9 \quad \text{- вероятность перехода импульсного ПН в силовую дугу при обратных перекрытиях}$$

$$h_c := 11.35 \quad \text{- максимальная высота сооружения}$$

$$R_{\text{экв}} := 5 \times h_c - \frac{2 \times h_c^2}{30} = 48.162 \quad \text{- эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает разряды}$$

$$a_T := 123.6 \quad \text{- геометрические параметры линии}$$

$$b_T := 93.6$$

$$N_{\text{гроз}_ч} := 40$$

$$p_0 := 0.05 \times N_{\text{гроз}_ч} = 2$$

$$N_{\text{пу}} := p_0 \times (a_T + 2 \times R_{\text{экв}}) \times (b_T + 2 \times R_{\text{экв}}) \times (\eta_{пр} \times p_{\alpha} \times p_{пр} + \eta_{оп} \times p_{OP}) \times 10^{-6}$$

$$N_{\text{пу}} = 2.967 \cdot 10^{-4} \quad \text{- число случаев перекрытия изоляции}$$

$$T_{\text{пу}} := \frac{1}{N_{\text{пу}}} = 3.371 \cdot 10^3 \quad \text{- средняя повторяемость опасных ПН в годах}$$

Определим число опасных перенапряжений от набегающих волн на ПС в целом, т.е. превышающих допустимое значение за год.

$$U_{\text{доп}} := 2.2 \times 110 = 242 \quad \text{- допустимое напряжение изоляции, кВ}$$

$$Z_{\text{пр}_\text{кор}} := 365 \quad \text{- волновое сопротивление коронирующей линии}$$

$$I_{\text{пр}_\text{эу}} := \frac{2 \times U_{\text{доп}}}{Z_{\text{пр}_\text{кор}}} = 1.326 \quad \text{- критический ток набегающей волны ПН}$$

$$\psi_{\text{ПР}} := e^{-0.04I_{\text{пр}_\text{эу}}} = 0.948341 \quad \text{- доля опасных перенапряжений}$$

$$\delta_{\text{ww}} := 0.3 \quad h_{\text{оп}} := 36 \quad \text{- коэффициент для 1 троса, высота опоры}$$



$$I_{оп\_эу} := \frac{U_{доп}}{R_{и} + \delta \times h_{оп}} = 21.416 \quad - \text{критический ток для внутренней изоляции}$$

$$\psi_{оп} := e^{-0.04 \times I_{оп\_эу}} = 0.424588 \quad - \text{доля обратных перекрытий}$$

$$N_{оп} := 9 \quad N_{\text{www}} := 30$$

$$\delta_{оп} := \frac{N_{оп}}{N} = 0.3 \quad - \text{доля грозových ударов в опору}$$

$$k_э := 0.6 \quad - \text{коэффициент взаимного перекрытия линии}$$

$$n_{вл} := 2 \quad - \text{число подходящих линий}$$

$$l_{опас\_зоны} := 2 \quad - \text{длина опасной зоны}$$

$$N_{нв} := N \times N_{гроз\_ч} \times l_{опас\_зоны} \times n_{вл} \times (1 - k_э) \times (p_{\alpha} \times \psi_{пп} + \delta_{оп} \times p_{оп} \times \psi_{оп}) \times 10^{-4}$$

$$N_{нв} = 9.104 \times 10^{-4}$$

$$T_{нв} := \frac{1}{N_{нв}} = 1.098 \times 10^3 \quad - \text{период повторения гроз}$$

$$K_{г} := 6$$

$$L_{г} := (A + 3) \times \frac{2(B + 3)}{K_{г}} = 485.667$$