

**Министерство науки и высшего образования 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 Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции напряжением 500/110/35 кВ для электроснабжения химического комплекса на примере Западно-Сибирского нефтехимического комбината в Тюменской области

Исполнитель

студент группы 742 об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

О.В.Моисейченко

Руководитель

профессор,

доктор.техн.наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_

г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Моисейченко Олега Вячеславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 500/110/35 кВ для электроснабжения химического комплекса на примере Западно-Сибирского нефтехимического комбината в Тюменской области

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по производственной и преддипломной практике, нормативно-справочная литература
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Описание объекта аналога, его района расположения, расчет и прогнозирование электрических нагрузок, разработка вариантов компоновки проектируемой ПС, выбор и проверка электрических аппаратов на проектируемой ПС, расчет заземления и молниезащиты, расчет дисконтированного срока окупаемости, расчет защиты автотрансформатора
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 штук, рисунков 36 штук, таблиц 55
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность: доцент, кандидат технических наук Булгаков Андрей Борисович
7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна, зав. кафедрой энергетики, профессор, доктор технических наук  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 184 с., 35 рисунков, 55 таблиц, 3 приложения, 32 источника.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ПРОГНОЗ НАГРУЗОК, ВАРИАНТЫ КОМПОНОВКИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, НАДЕЖНОСТЬ, ПРОСТОЙ СРОК ОКУПАЕМОСТИ, СУММАРНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ

В данной выпускной квалификационной работе были предложены варианты компоновки проектируемой подстанции по подобию ПС 500 кВ ЗапСиб и выбран наиболее оптимальный вариант. Был дан анализ данной подстанции и ее центров питания для выявления достоинств и недостатков. Произведен расчет и прогноз электрических нагрузок, сравнение вариантов проектируемой ПС по объему капиталовложений, дано название проектируемой подстанции.

На проектируемой ПС рассчитаны токи короткого замыкания и выбрано, и проверено силовое оборудование, рассчитаны уставки релейной защиты и автоматики. Рассмотрена безопасность и экологичность проектируемых объектов.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	8
Введение	9
1 Характеристика ПС 500 кВ ЗапСиб	12
1.1 Климатические и географические характеристики района	13
1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС 500 кВ ЗапСиб	15
1.3 Краткая характеристика ПС 500 кВ ЗапСиб	21
2 Разработка вариантов компоновки ПС НХЗ 500	26
2.1 Целесообразность установки ПП 500 кВ	26
2.2 Общие рекомендации по проектированию электрической части подстанции	27
2.3 Варианты исполнения ПС НХЗ 500	28
2.3.1 ОРУ 500 кВ	29
2.3.2 КРУЭ 500 кВ	30
2.3.3 ОРУ 110 кВ	33
2.3.4 КРУЭ 110 кВ	34
2.3.5 КРУ 35 кВ	36
2.4 Сравнительная характеристика предложенных вариантов РУ	38
2.5 Выбор двух конкурентноспособных вариантов	40
3 Технико-экономическое обоснование вариантов компоновки ПС на основе капитальных вложений	41
3.1 Расчет суммарных капиталовложений для первого варианта компоновки	41
3.2 Расчет суммарных капиталовложений для второго варианта компоновки	43
3.3 Сравнение двух вариантов компоновки ПС НХЗ 500	44
3.4 Расчет эксплуатационных издержек для первого варианта компоновки	45

3.5	Расчет эксплуатационных издержек для второго варианта компоновки	46
3.6	Сравнение эксплуатационных издержек обоих вариантов	46
4	Расчет электрических нагрузок	47
4.1	Расчет и прогнозирование нагрузок нефтехимического комплекса на примере ООО «ЗапСибНефтехим»	47
4.2	Прогнозирование нагрузок	53
5	Определение целесообразности установки компенсирующих устройств на ПС НХЗ 500	56
6	Выбор мощности автотрансформаторов	58
7	Расчет токов КЗ	62
7.1	Общие сведения	62
7.2	Общие допущения и исходные данные для расчета токов КЗ методом приближенного приведения в относительных единицах	64
7.3	Эквивалентирование участка шины 10 кВ – шины 110 кВ	67
7.3.1	Определение параметров схемы замещения	72
7.3.2	Эквивалентирование схемы замещения	76
7.3.3	Составление схемы замещения эквивалентной сети для второй секции шин 110 кВ	85
7.3.4	Эквивалентирование шин 110 кВ	89
7.4	Определение параметров схемы замещения прямой последовательности	93
7.4.1	Автотрансформатор	93
7.4.2	Система	95
7.4.3	Линии электропередач	96
7.4.4	Нагрузка	97
7.5	Эквивалентирование схемы замещения прямой последовательности	98
7.6	Ударный ток КЗ и мощность в начальный момент	103

трехфазного КЗ	
7.7 Действующее значение апериодической составляющей тока трехфазного КЗ в месте замыкания к моменту отключения	105
7.8 Расчет однофазных токов КЗ на шинах 500 кВ	107
7.9 Расчет двухфазных токов КЗ	110
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	112
8.1 Выбор КРУЭ 500 кВ	113
8.2 Выбор КРУЭ 110 кВ	115
8.3 Выбор КРУ 35 СН	115
8.4 Проверка выключателей	117
8.5 Проверка разъединителей	119
8.6 Проверка трансформаторов тока	121
8.7 Проверка трансформаторов напряжения	127
8.8 Проверка токопроводов	130
8.9 Проверка ОПН	131
9 Релейная защита и автоматика	139
9.1 Основные типы защит трансформатора	140
9.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала «БЭ2704»	140
9.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на базе терминала «БЭ2704»	142
9.4 Выбор уставок МТЗ	146
9.5 Автоматика на ПС НХЗ 500	148
9.5.1 АПВ	148
9.5.2 АВР	149
9.5.3 АЧР	150
9.6 Сигнализация на ПС НХЗ 500	150
10 Заземление и молниезащита ПС НХЗ 500	152
10.1 Расчет заземления КРУЭ 500 кВ	152
10.2 Молниезащита КРУЭ 500 кВ	157

11 Инвестиционная привлекательность принятого варианта компоновки	161
11.1 Расчет потерь	161
11.2 Определение себестоимости	163
11.3 Расчет простого срока окупаемости	164
11.4 Расчет экономической эффективности проекта	165
12 Надежность ПС НХЗ 500	168
13 Безопасность и экологичность для проектируемой ПС НХЗ 500	171
13.1 Безопасность	171
13.2 Экологичность	174
13.3 Чрезвычайные ситуации	175
Заключение	180
Библиографический список	182
Приложение А	185
Приложение Б	219
Приложение В	240

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- АТ – автотрансформатор;
- АД – асинхронный двигатель;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высшее напряжение;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ДЗТ – дифференциальная защита с торможением;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита
- РУ – распределительное устройство;
- СД – синхронный двигатель;
- СН – собственные нужды;
- ТБ – техника безопасности;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТТ – трансформатор тока.



## ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей при проектировании подстанции по подобию реально существующего объекта является его анализ с формированием выводов относительно достоинств и недостатков существующего варианта исполнения.

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается проектирование подстанции на примере подстанции 500 кВ ЗапСиб, питающей нефтехимический комбинат установленной мощностью 300 МВт.

Актуальность данной работы заключается в тенденции последних лет на подъем отечественной промышленности, а также на существующие недостатки исполнения существующей ПС. При сооружении нефтехимического комбината, подобного ООО «ЗапСибНефтехим», существование типового проекта для питающей ПС значительно сократит сроки подготовительного этапа сооружения ПС. Типовой проект уже будет предусматривать структурную и электрическую схему, расчет показателей токов КЗ и сформированные компоновочные чертежи.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка вариантов компоновки проектируемой ПС и выбор наиболее оптимального из них на основе реально существующей ПС 500 кВ ЗапСиб.

В данной выпускной квалификационной работе была приведена краткая характеристика района проектирования ПС 500 кВ ЗапСиб, охарактеризована нагрузка и ПС в целом, проанализирована ее главная схема, приведены достоинства и недостатки, сформулированы аргументы в пользу применения данной подстанции как объекта, на примере которого будет выполняться проектирование. Были приведены паспортные данные силового оборудования, находящегося в эксплуатации на ПС 500 кВ ЗапСиб, сделан вывод о применении данного оборудования на проектируемой ПС на основе их следующих характеристик:

- 1) Имеют малый фактический срок эксплуатации по сравнению с нормативным сроком службы;

- 2) Является технически актуальными т.е., используются новые технологии;
- 3) Соответствие класса точности измерительного оборудования современным требованиям и стандартам.

Были выбраны варианты исполнения РУ всех напряжений, описаны достоинства и недостатки типовых схем, по которым РУ будут выполняться, выбрана главная схема ПС. Затем, были сформированы два конкурентноспособных варианта компоновки ПС одинаковой главной схемы согласно следующим критериям:

- 1) ПС должна обладать высокой степенью надежности;
- 2) Экономически выгодна;
- 3) Проста в обслуживании.

После этого была дана краткая характеристика каждого из вариантов. Чтобы прийти к одному наиболее оптимальному варианту компоновки проектируемой ПС, было произведено технико-экономическое обоснование на основе капитальных вложений.

Были рассчитаны электрические нагрузки ПС 500 кВ ЗапСиб вероятностно-статистическим методом с целью прогнозирования нагрузок на проектируемой подстанции методом применения формулы сложных процентов, посчитан фактический тангенс коэффициента реактивной мощности. По тангенсу угла было сформировано решение о целесообразности установки компенсирующих устройств на проектируемой подстанции, по прогнозируемым нагрузкам – максимальные рабочие токи на присоединениях.

Были рассчитаны токи КЗ для максимального режима на проектируемой подстанции: составлена схема замещения для расчета ТКЗ, приведены данные об установленных на стороне потребителя асинхронных и синхронных двигателях, произведено эквивалентирование схемы.

Пользуясь результатами расчет ТКЗ, было выбрано силовое оборудование, а затем выполнялась его проверка на термическую и динамическую стойкость.

Был выполнен расчет уставок релейной защиты для силового автотрансформатора.

Для спроектированной подстанции был выполнен расчет защитного заземления и молниезащиты. Произведена оценка инвестиционной привлекательности выбранного варианта проектируемой подстанции.

Итогом выпускной квалификационной работы будет являться подстанция, спроектированная для нужд нефтехимического комбината, мощности которого соответствуют мощностям ООО «ЗапСибНефтехим», с выбранным и проверенным оборудованием, рассчитанными уставками РЗ АТ и описанием используемой автоматики.

Исходными данными для выполнения ВКР являются [Приложение 2] и [27].

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы были использованы следующие ПВК : «MathCad-14» и пакет программ «Microsoft Office - 2020».

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПС 500 КВ ЗАПСИБ

Так как целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование подстанции по подобию существующего объекта, необходимо знать первичную информацию о районе его размещения. Подстанция ПС 500 кВ ЗапСиб и питаемый от нее нефтехимический комбинат ООО «ЗапСиб-Нефтехим» расположены на севере входящей в состав Уральского Федерального округа Тюменской области, недалеко от города Тобольск. Месторасположение подстанции на схеме размещения объектов электроэнергетики Тюменской области представлено на рисунке 1 [27].

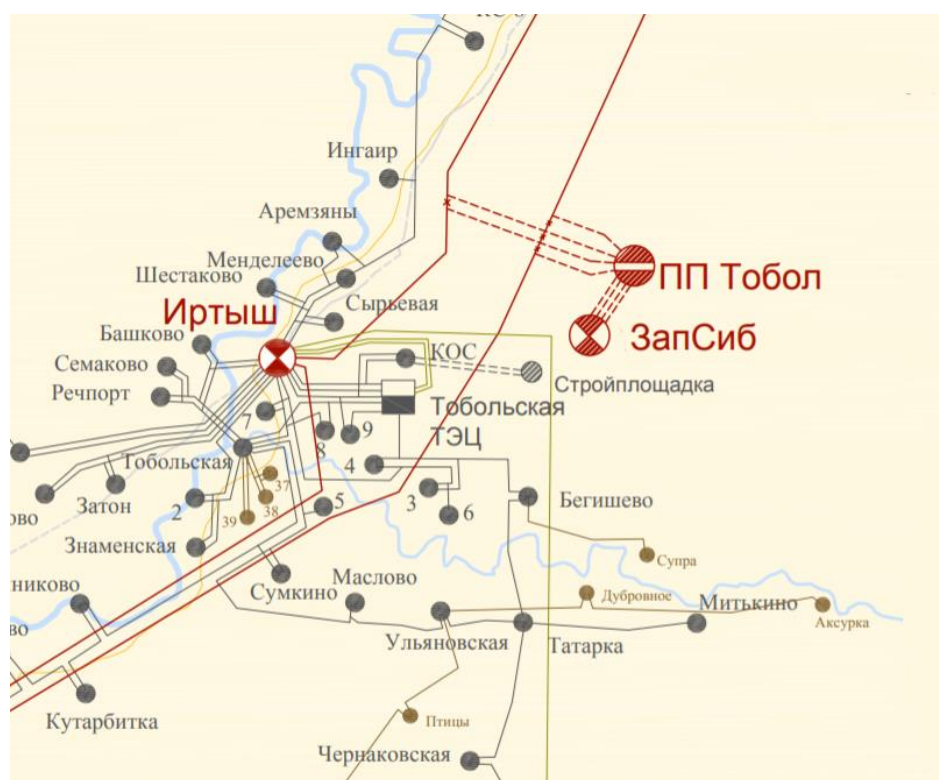


Рисунок 1 – Схема размещения ПС 500 ЗапСиб [27]

Данный раздел направлен на формирование полной информации относительно данного района для дальнейшего ее переноса на проектируемый объект на основании данных [27] и [26]. Они необходимы нам для правильного выбора оборудования на подстанции (Климатическое исполнение), начиная от выключателей и заканчивая ошиновкой.

## 1.1 Климатические и географические характеристики района расположения ПС 500 кВ ЗапСиб

Исследуемый участок располагается у границы Западно-Сибирской подтайги, в месте впадения реки Тобол в Иртыш, на высоте 100 метров от уровня моря. Климат среднеконтинентальный, отличающийся холодной и продолжительной зимой вследствие особенностей циркуляции воздушных потоков и особенностей географического расположения. Формирование климата происходит под влиянием сибирского антициклона и арктических воздушных масс, а за счет смешивания теплых и холодных воздушных масс (Со стороны Казахстана и Карского моря) является неустойчивым. Среднегодовая температура составляет  $0,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , причем самым жарким месяцем года является июль, среднемесячная температура которого колеблется в пределах  $18,7\text{-}19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный максимум температуры был зафиксирован в июле 1901 года и составил  $39,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , минимум отмечался в декабре 1951 года и был равен  $-51,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Осадки в районе являются частым явлением, вследствие чего средняя влажность воздуха составляет  $75\%$ , причем на долю осадков в виде снега приходится больше дней, чем на дождь. За счет этого, в течение более чем половины года на территории Тобольска и Тобольского района наблюдается снежный покров. Ветер преимущественно легкий, не более  $3\text{ м/с}$ , что значительно ограничивает возможности района в плане использования кинетической энергии ветра как альтернативного источника энергии. Скорость ветра меняется в течение года незначительно, в среднем дней с ураганным ветром от 11 до 18, причем большая часть приходится на зимние месяцы.

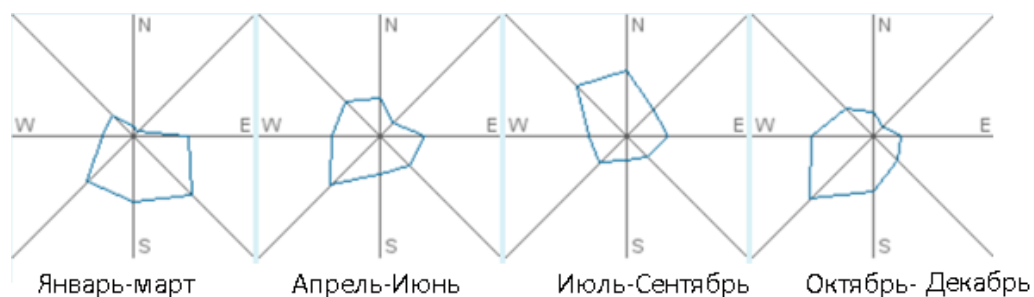


Рисунок 2 – роза ветров для различных месяцев

Средняя глубина промерзания грунта составляет 210 см, максимальная глубина – 276 см, для крупных обломочных грунтов. На основе табличных данных справочного пособия 131.13330.2018, Нормативная глубина промерзания для суглинистой почвы – 184 см, для супесей – 224. Индекс загрязнения атмосферы по данным ряда независимых экспертиз является низким и составил 3 балла, контроль за состоянием воздуха осуществляет ООО «СИБУР Тобольск». Для сравнения, в 200 километрах от Тобольска в городе Тюмень этот же индекс составляет 12, в Новороссийске – 36.

Рельеф местности представляет собой плоскую, слабоволнистую, местами заболоченную территорию, справа от нефтехимического комбината протекает река Иртыш.

Для простоты и наглядности все усредненные климатические показатели сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические показатели г. Тобольск и Тобольского района

Показатель	значение
1	2
Среднегодовая температура, °С	0,9
Абсолютный максимум, °С	39,6
Абсолютный минимум, °С	-51,8
Показатель	значение
Средний минимум, °С	-17,2
Средний максимум, °С	18
Среднегодовая влажность воздуха, %	75
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,9
Максимальная скорость ветра, м/с	21,4
Район по ветровому давлению	II

1	2
Район по гололеду	II
Среднегодовая продолжительность гроз, часов	40 – 60
Удельная плотность ударов молнии в землю, 1/ (км <sup>2</sup> · год)	3
Толщина стенки гололеда, мм	15
Грунт	
Состав грунта	1 слой – суглинки не водоносные
	2 слой – супеси не водоносные
Максимальная глубина промерзания грунта, см	276
Нормативная глубина промерзания первого слоя грунта, см	184
Нормативная глубина промерзания второго слоя грунта, см	224

Далее опишем источники питания ПС 500 кВ ЗапСиб и дадим характеристику электрической сети, в которую она входит. Это необходимо для формирования вывода о роли ПС в системе для переноса ее на проектируемый в ВКР объект.

## **1.2 Характеристика электрических сетей и источников питания в районе размещения ПС 500 кВ ЗапСиб**

Энергосистема Тюменской области входит в состав ЕЭС России, функции диспетчерского управления в которой выполняет ОДУ Урала, Тюменское РДУ. Помимо Тюменской области, в состав ОДУ входят еще 10 субъектов РФ, в числе которых республика Башкортостан, Курганская, Оренбургская и Челябинская области. К числу наиболее мощных потребителей, составляющих основу ЭС, относятся ООО «СИБУР Тобольск», к генерирующим компаниям –

ОАО «Фортум» и ОАО «СИБУР». Основные генерирующие мощности представлены тепловыми электростанциями в количестве 6 единиц, три из которых являются крупными, а три другие представляют собой небольшие электростанции промышленных предприятий.

Тюменская энергосистема включает в себя территорию пяти образований области и делится на 4 энергорайона: Тобольский, Южный, Тюменский и Ишимский.

ПС 500 кВ ЗапСиб расположена в Тобольском энергорайоне. Тобольский энергорайон находится на севере Тюменской области и включает в себя территории четырех муниципальных образований, главными из которых являются городской округ Тобольск и Тобольский район. Фактический баланс электрических нагрузок по данному энергорайону представлен в таблице 2:

Таблица 2 – баланс электрических нагрузок для Тобольского энергорайона

Наименование параметра		Значение, МВт	
Мощность генерации $P_{ген}$		327	
Суммарная нагрузка $P_{нагр}$		586	
Перетоки мощности			
Приходящая		Уходящая	
Энергорайон	Значение, МВт	Энергорайон	Значение, МВт
Нефтеюганский	816	Тюменский	580
Урайский	50	Ишимский	27

Основными центрами питания ПС 500 кВ ЗапСиб являются следующие подстанции: ПС 500 кВ Иртыш, Нелым, Тюмень, Демьянская. Схема питания ПС ЗапСиб приведена на рисунке 3:



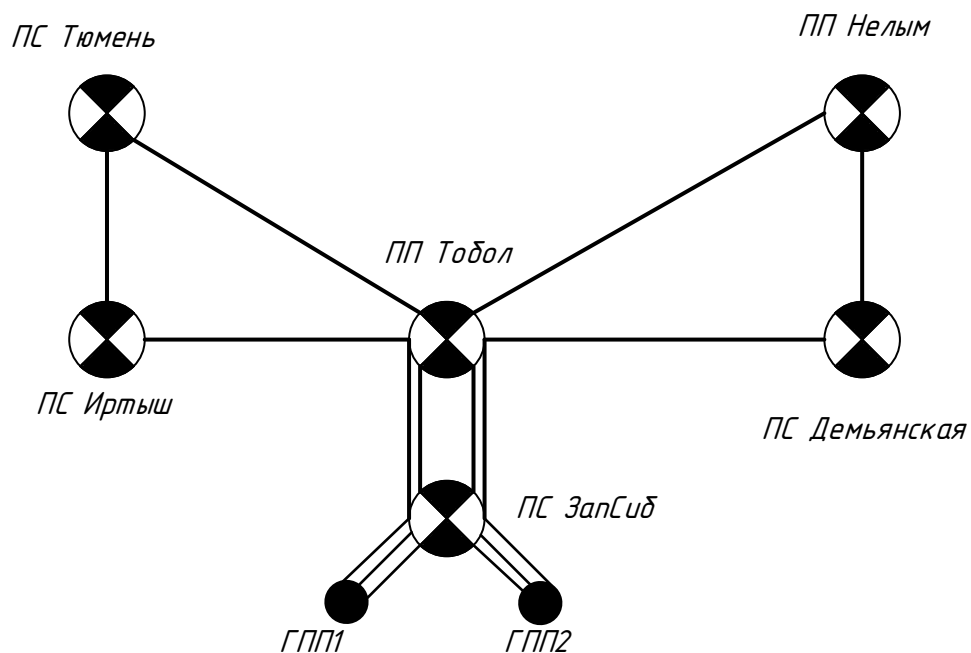


Рисунок 3 – структурная схема подключения ПС 500 кВ Запсиб к Тюменской ЭС

Характеристики каждой из линий приведены в таблице 3:

Таблица 3 – параметры ВЛ и КЛ центров питания

500 кВ		
Наименование ВЛ	Марка провода	Длина, км
Тюмень-Тобол	3хАС 300/39	240
Иртыш-Тобол	2хАС 400/51	10
Демьянская-Тобол	2хАС 400/51	158,5
Нелым-Тобол	3хАС 300/39	170
Тобол-Запсиб цепи 1-4	3хАС 300/39	2,7
110 кВ		
Наименование КЛ	Тип КЛ	Длина, км
Запсиб-ГПП1	3х ПвПу2г	0,17
Запсиб-ГПП2	3х ПвПу2г	1,85

Как видно из рисунка 3, в районе ПС ближайших электрических станций нет, центры питания состоят исключительно из подстанций.

Подстанция Иртыш расположена на 248-ом километре федеральной автодороги Тюмень - Ханты-Мансийск, ее трансформаторная мощность составляет 625 МВА, рабочее напряжение – 500,220,110,10 кВ. ПС главным образом обеспечивает выдачу мощности из Тобольской ТЭЦ, а также питает город Тобольск и участвует в транзите мощности в другую энергосистему. Однолинейная схема ПС 500 кВ Иртыш представлена на рисунке 4.

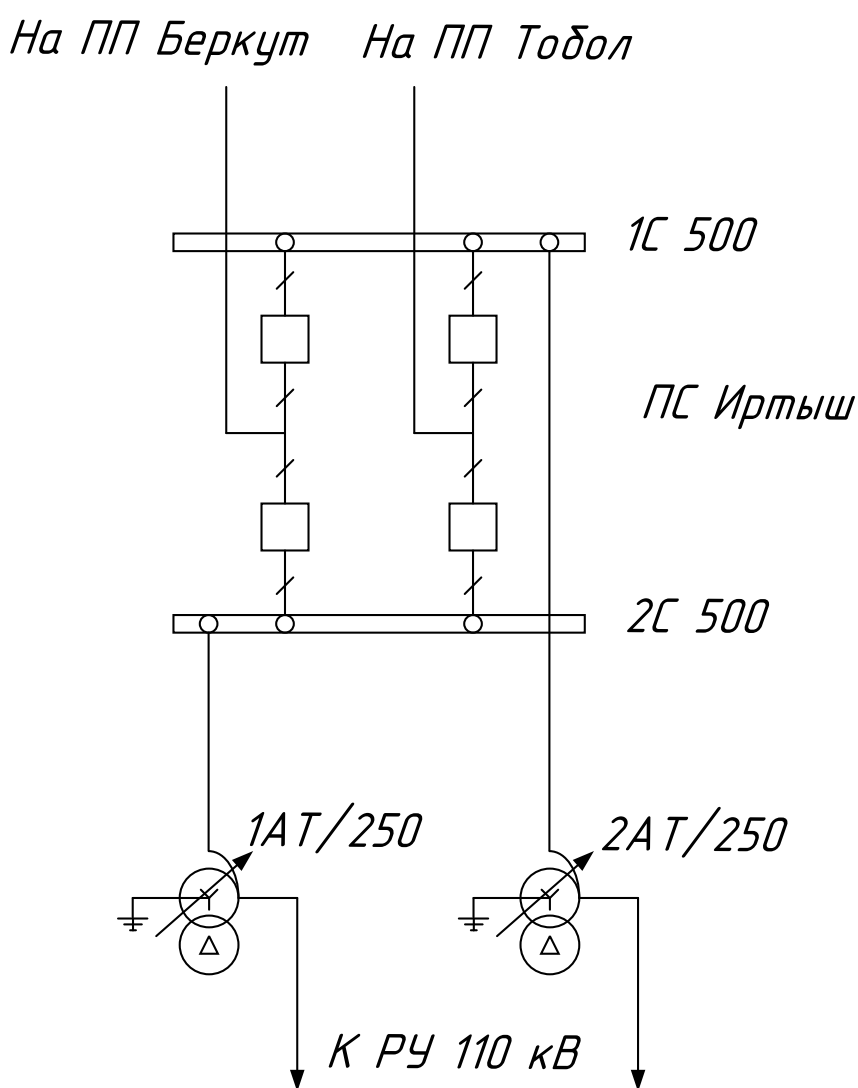


Рисунок 4– Однолинейная схема ПС «Иртыш»

ОРУ 500 кВ на подстанции Иртыш выполнено по типовой схеме №500-7 «Четырехугольник», в 2019 году на ПС было установлено новое коммутационное оборудование, микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. От распределительного устройства высокого напряжения отходит две линии, одна из которых участвует в транзите мощности в ОЭС Урала – ВЛ 500 кВ Иртыш-Беркут. Вторая линия ранее проходила до ПС 500 Демьянская, вплоть до технологического присоединения ПП Тобол к Тобольскому энерго-району.

Подстанция 500 кВ Демьянская расположена в селе Демьянское и предназначена для питания близлежащих населенных пунктов и крупных промышленных потребителей, среди которых ОАО «ТНК-ВР» и ООО «ЗапСибНефтехим», а также обеспечивает транзит 500 кВ от Сургутских ГРЭС на Урал. ОРУ 500 кВ на подстанции Демьянская выполнено по типовой схеме №500-15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя», ОРУ 220 кВ – по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». Однолинейная схема ПС 500 кВ Демьянская изображена на рисунке 5.

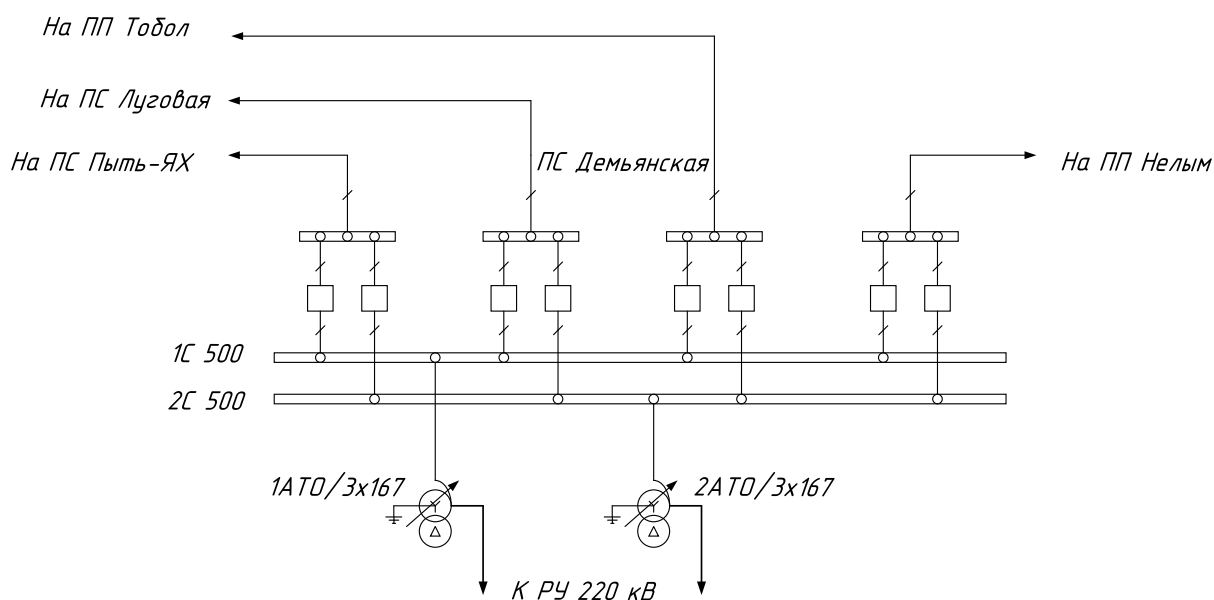


Рисунок 5 – ПС 500 кВ «Демьянская»

Переключательный пункт 500 кВ Тобол соединен с Тобольским энерго-районом четырьмя ВЛ – Иртыш - Тобол, Демьянская-Тобол, Тобол-Тюмень, Тобол-Нелым. Он представляет собой два распределительных устройства, выполненных по одинаковым типовым схемам №500-7 «Четырехугольник», с трансформаторной мощностью 0 МВА. С переключательного пункта энергия поступает на ПС ЗапСиб по четырем ЛЭП 500 кВ, выполненных маркой провода 3хАС-300/39 с токовой несущей способностью 710 А. Тип промежуточных опор ПБ-2, тип анкерно-угловых опор – У2, У2+5, У2+12, У2к, У2к+5, У2к+12. Таким образом основное предназначение ПП заключается в надежном электроснабжении ПС ЗапСиб. Однолинейная схема ПП Тобол представлена на рисунке 6.

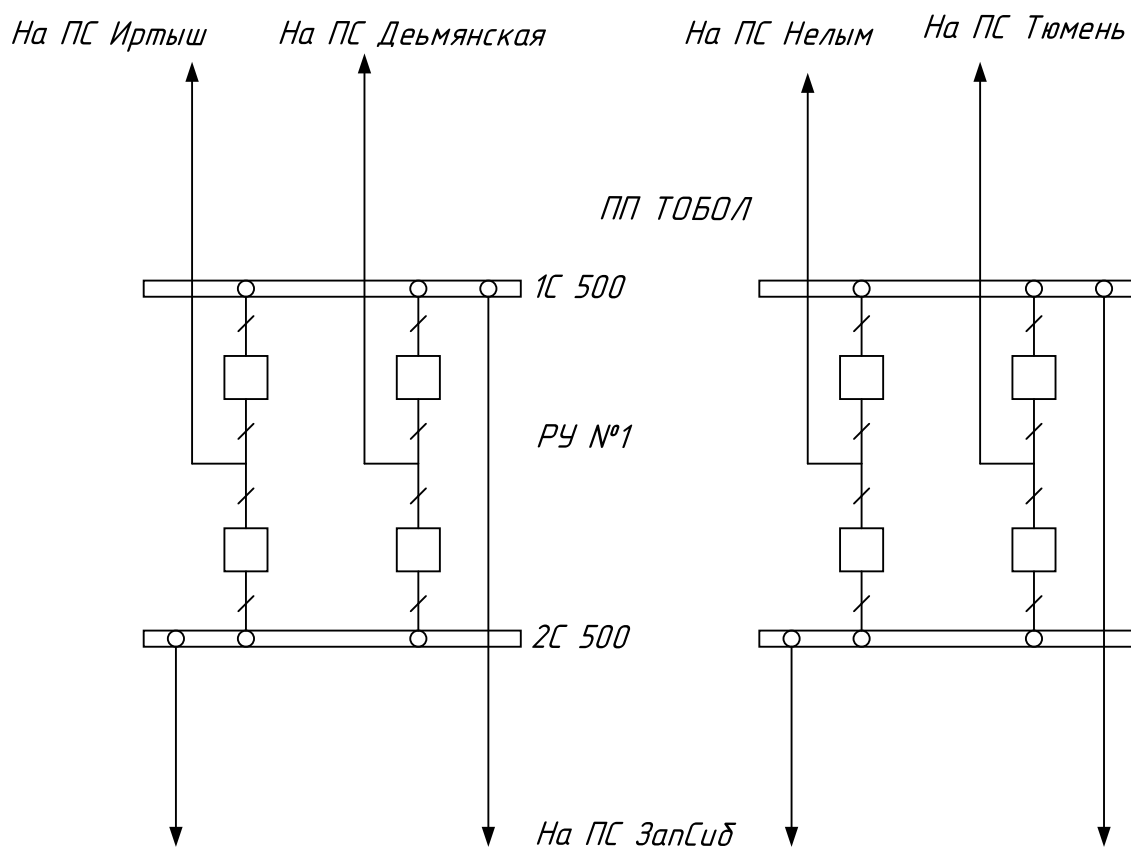


Рисунок 6 – схема ПП «Тобол»

Краткая характеристика оставшихся центров питания приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Описание центров питания

Название	Схема РУ ВН	Назначение	Трансформаторная (электрическая) мощность, МВА
ПС 500 кВ Нельым	№500-7 «Четырехугольник»	Переключательный пункт, один из основных узлов перераспределения ЭЭ	0
ПС 500 кВ Тюмень	№500-15 «Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя»	Связующее звено двух основных частей энергообъединения энергосистем	1252

### 1.3 Краткая характеристика ПС 500 кВ ЗапСиб

Для того, чтобы спроектировать подстанцию на примере ПС ЗапСиб необходимо произвести анализ данной ПС, рассмотреть силовое оборудование, находящееся в эксплуатации, выявить основные достоинства и недостатки такого исполнения.

ПС имеет трансформаторную мощность 1000 МВА и рабочее напряжение 500/110/35 кВ. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии для потребителей ООО «ЗапСибНефтехим». Главная структурная схема ПС 500 кВ ЗапСиб показана на рисунке 7:

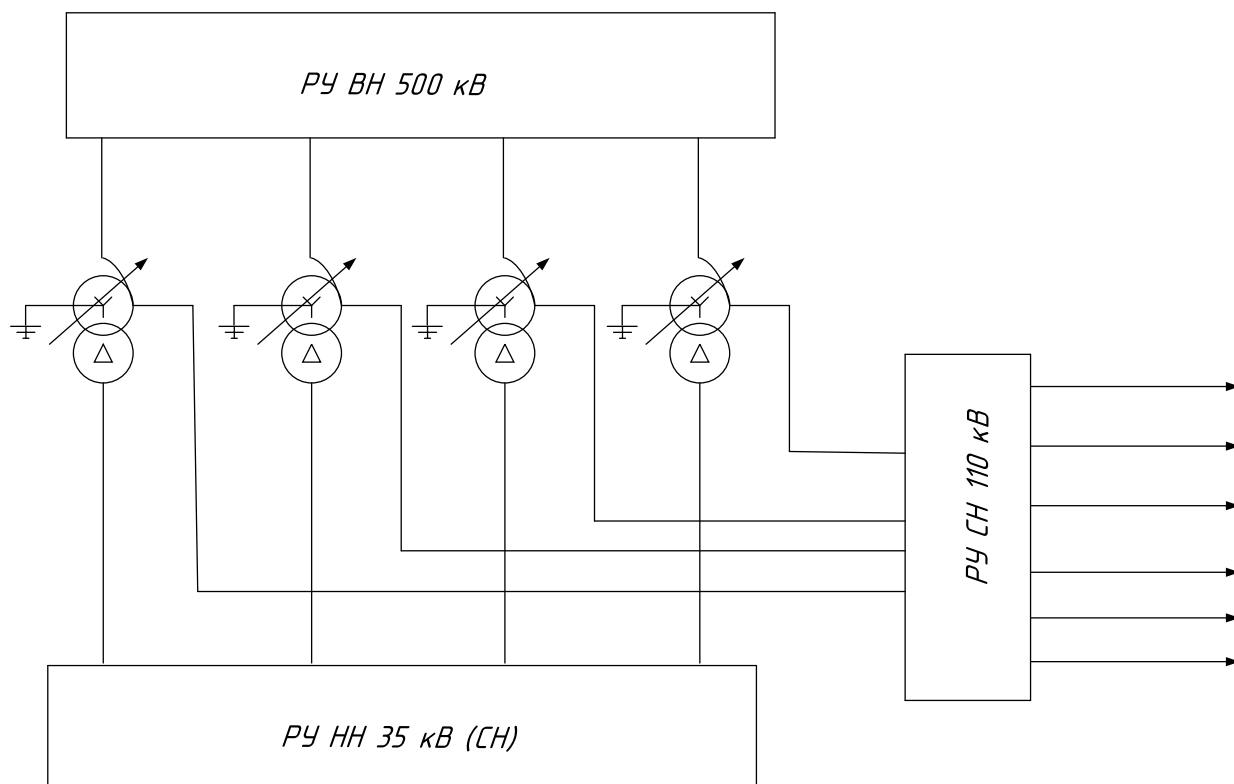


Рисунок 7 – Главная структурная схема ПС ЗапСиб

На подстанции установлено четыре автотрансформатора марки АТ-ДЦТН-250000/500/110 УХЛ1, характеристики которого приведены в таблице 5:

Таблица 5 – параметры автотрансформатора

Наименование параметра		Значение
1		2
Номинальная мощность, МВА	автотрансформатора	250
	Обмотки НН	100

Продолжение таблицы 5

1		2
Номинальные напряжения, кВ	ВН	500
	СН	121
	НН	38,5
Тип трансформатора		АТДЦТН-250000/500/110 УХЛ1
Устройство регулирования напряжения		РПН в нейтрали ВН от -11,8% до +11,0%, ± 8 ступеней
Масса, т		289
Потери, кВт	ХХ	180
	КЗ	625
Uк, %	ВН	10,5
	СН	24
	НН	13

Автотрансформаторы 2016 года выпуска, поэтому при проектировании ПС по примеру ПС ЗапСиб целесообразным будет использование данного типа автотрансформатора, т.к. он соответствует климатическим характеристикам, приведенным в разделе 1.1, имеет систему охлаждения с принудительным воздушным дутьем и принудительной циркуляцией масла, которая используется для трансформаторов и АТ мощностью свыше 100 МВА.

Открытое распределительное устройство 500 кВ выполнено по схеме №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем». Типовая схема не удовлетворяет современным стандартам последних лет и была принята из-за наличия ППТ Тобол, поэтому при проектировании следует принять другую типовую схему. На ОРУ установлено следующее оборудование:

Таблица 6 – Параметры силового оборудования РУ ВН

Открытое РУ 500 кВ			
Тип оборудования	Марка	Год изготовления	Основные параметры
Силовой выключатель	3AP2FI	2016	$U_{ном.} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 4000 \text{ А}$ $I_{ном.откл.} = 40 \text{ кА}$ $I_{ном.терм.} = 63 \text{ кА}$ $I_{ном.дин.} = 160 \text{ кА}$
Трансформатор напряжения индуктивного типа	VEOS 550	2016	$U_{ном.} = 550 \text{ кВ}$ $S_{ном.} = 3000 \text{ ВА}$ $U_{втор.} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}$
Трансформатор напряжения емкостного типа	TCVT 550	2017	$U_{ном.} = 500 \text{ кВ}$ $S_{ном.} = 50 \text{ ВА}$ $U_{втор.} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}$
Разъединитель	РПГ.2-500.П/3150УХЛ1	2017	$U_{ном.} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 3150 \text{ А}$ $I_{ном.терм.} = 63 \text{ кА}$ $I_{ном.дин.} = 160 \text{ кА}$
Ограничитель перенапряжения нелинейный	ЗЕР2	2015	$U_{ном.} = 500 \text{ кВ}$ $I_{разр.ном.} = 20 \text{ кА}$
Трансформатор тока	ТОГП-500(УХЛ1)	2016	$U_{ном.} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 3150 \text{ А}$ $I_{ном.втор.} = 1 \text{ А}$

Где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение электроустановки;

$U_{втор.}$  – напряжение на вторичной обмотке;

$I_{ном.терм.}$  – Номинальный ток термической стойкости;

$I_{ном.дин.}$  – Номинальный ток динамической стойкости

$I_p$  – рабочий ток;

$I_{ном.откл.}$  – номинальный ток отключения выключателя;



$I_{\text{ном.втор.}}$  – Номинальный ток вторичной обмотки;

$I_{\text{разр.ном.}}$  – Номинальный разрядный ток;

$S_{\text{ном.}}$  – Номинальная мощность вторичной обмотки.

Год изготовления каждого из силового оборудования находится в районе 2015-2017, исполнение элегазовое, а значит при проектировании новой ПС их можно применять.

РУ 110 кВ выполнено как комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией по схеме №110-13 «две рабочие системы шин». Все коммутационное оборудование КРУЭ 110 кВ принято на номинальный ток отключения 40 кА и номинальный ток 2500 А. Установка ячеек КРУЭ-110 кВ выполняется в совмещенном здании «КРУЭ-110 кВ ОПУ».

От КРУЭ 110 кВ питаются две главные понизительные подстанции, которые в свою очередь запитывают основных потребителей нефтехимического комбината – асинхронные и синхронные двигатели.

Низшее напряжение 35 кВ предназначено для питания РУ СН №1 и 2, которые в свою очередь выполнены в закрытом исполнении по типовой схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

Как КРУЭ 110 кВ, так и КРУ 35 кВ отвечают всем последним требованиям по надежности, а целесообразность применения схем для данных классов напряжения подтверждается длительным опытом эксплуатации в Отечественной и мировой практике, а значит следует их принять.

Таким образом, анализ основных характеристик ПС 500 кВ ЗапСиб показал, что данная подстанция может выбрана в качестве примера, на котором будет выполняться проектирование новой ПС.

## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ КОМПОНОВКИ ПС «НХЗ 500»

В данном разделе будет выполнена разработка различных вариантов компоновки Проектируемой подстанции на примере ПС 500 кВ ЗапСиб, которая будет иметь название ПС НХЗ 500. Результатом будет принятие решения о количестве вариантов, которые будут удовлетворять требованиям надежности, и которые в последствии будут сравниваться по технико-экономическим показателям.

### 2.1 Целесообразность установки ПП 500 кВ

Переключательный пункт – это энергообъект, предназначенный для приема и распределения электроэнергии, на котором не предусмотрено силовое трансформаторное оборудование, в отличие от подстанции. Сооружение ПП значительно повышает пропускную способность электропередачи, надежность, открывает возможность различных соединений между рассматриваемыми связями. Переключательный пункт также выполняется в том случае, когда сооружение подстанции не является целесообразным в связи с отсутствием достаточной нагрузки. Как показывает Отечественный опыт, переключательные пункты в дальнейшем переоборудуются в промежуточные подстанции, как например было при сооружении ЛЭП Куйбышев-Москва (ПС Владимирская, Вешкайма, Арзамасская). Однако не всегда переключательный пункт — это явление положительное, и всегда необходимо рассматривать перспективы этого промежуточного объекта. На действующих же объектах нефтехимического производства стараются обойтись сооружением только ПП или только ПС.

Так, например, в рассматриваемом нефтехимическом комплексе ООО «ЗапСибНефтехим» в настоящее время планируется переход от питания со стороны системы через ПП Тобол на собственную генерацию в качестве ТЭЦ Тобольская трансформаторной мощностью 878,3 МВА, с заходами линий на КРУЭ 110 кВ. Данное мероприятие позволит полностью отказаться от услуг, предоставляемых ПАО «ФСК ЕЭС», и сделает переключательный пункт

фактически отчужденным от системы электроснабжения нефтехимического комплекса. Помимо этого, последовательное соединение переключательного пункта и подстанции увеличивает количество задействованных электрических аппаратов, тем самым делая больше сопротивление данного участка сети.

С экономической точки зрения сооружение ПП также является более затратным решением, в том числе за счет факта обслуживания его другой организацией.

Таким образом, в выпускной квалификационной работе вариант с сооружением отдельно переключательного пункта перед ПС рассматриваться не будет по экономическим и техническим соображениям. Следует преобразовать подстанцию по подобию ПС ЗапСиб таким образом, чтобы завести линии с центров питания непосредственно на ПС НХЗ 500.

## **2.2 Общие рекомендации по проектированию электрической части подстанции**

Проектирование подстанции должно отвечать требованиям действующих СТО. Выделим понятие подстанции как объекта и опишем основные принципы, которым необходимо следовать при проектировании.

Подстанция – это электроустановка, которая предназначена для приема, преобразования и передачи электроэнергии, и содержащая в своем составе силовые трансформаторы или другие преобразователи электрической энергии, а также вспомогательные устройства и устройства управления.

Проектирование электрической части подстанции является процессом принятия решений по выбору схемы, составу оборудования, его параметров и также размещению этого электрооборудования на территории проектируемой подстанции. Оно должно быть реализовано в рамках действующей нормативно-технической базы и опираться на такие отраслевые нормы, как «Правила устройства электроустановок» и различные методические рекомендации. При проектировании в условиях современных реалий необходимо опираться на современные и передовые проектные решения [8]. В общем случае, при

проектировании электрической части подстанции нужно следовать общим основным принципам, при которых выбранная схема должна:

- 1) Обладать высокими технико-экономическими показателями;
- 2) Обеспечивать высокую степень надежности электроснабжения проектируемого объекта;
- 3) Обеспечивать экологическую безопасность и охрану окружающей среды;
- 4) Обладать высокой ремонтпригодностью оборудования и конструктивных элементов
- 5) Включать в себя элементы передовых технических решений, отвечать всем вызовам современных стандартов [19].

Все элементы распределительного устройства делятся на две основные группы – схемообразующие и вспомогательные. К первой категории относятся все те аппараты, которые оказывают влияние на процесс передачи энергии – токоведущие части, силовые выключатели, разъединители. К вспомогательным аппаратам относят измерительное оборудование и ограничители перенапряжения. Все оборудование, которое эксплуатируется на распределительном устройстве, должно соответствовать техническим требованиям, заявленным номинальным параметрам и характеристикам, а также отвечать высокой степени надежности, безопасности и экологичности.

Значения номинального и наибольшего рабочего напряжения нормируются в соответствии с [4]. Требования к электрической прочности изоляции». Климатическое исполнение и категория размещения нормируются в соответствии с [3].

На основании общих рекомендаций были разработаны варианты исполнения ПС НХЗ 500.

### **2.3 Варианты исполнения ПС НХЗ 500**

Анализ различных вариантов исполнения необходим для грамотного, а самое главное наиболее эффективного выбора главной схемы ПС и исполнения каждого из РУ. От того, насколько полно будет проведен этот анализ будет

зависеть надежность потребителей, объем капиталовложений в проект и срок окупаемости. Каждый из этих факторов играет решающую роль при принятии решения о целесообразности строительства ПС определенной компоновки, а возможность выбора из нескольких таких вариантов позволит выбрать наиболее оптимальный. В последствии будет выполнен краткий анализ компоновки каждого варианта и сведены достоинства и недостатки, на основании которого будет выбрано два конкурентноспособных.

Рассматривать будем варианты с использованием трех номинальных напряжений 500/110/35 кВ, принятых в разделе 1.3 и двух автотрансформаторов – причина заключается в низком фактическом коэффициенте загрузки автотрансформаторов на существующей ПС 500 кВ ЗапСиб. Согласно данным с [Приложение 2], в настоящее время для каждого АТ он составляет не более 0,25% в обычном режиме, и не более 0,84 в послеаварийном. Использование автотрансформатора меньшей мощности также не отвечает нашим требованиям, т.к. имеет другое номинальное первичное и вторичное напряжение (АТДЦТН - 125000 / 330 / 110 - У1, АОДЦТН - 167000 / 500 / 220 - У1).

#### 2.3.1 Разработка вариантов ПС НХЗ 500

В качестве главной схемы выберем с схему на рисунке 8.

Во всех рассмотренных вариантах силовое оборудование на открытых распределительных устройствах предполагается в элегазовом исполнении, как было принято в разделе 1.3.

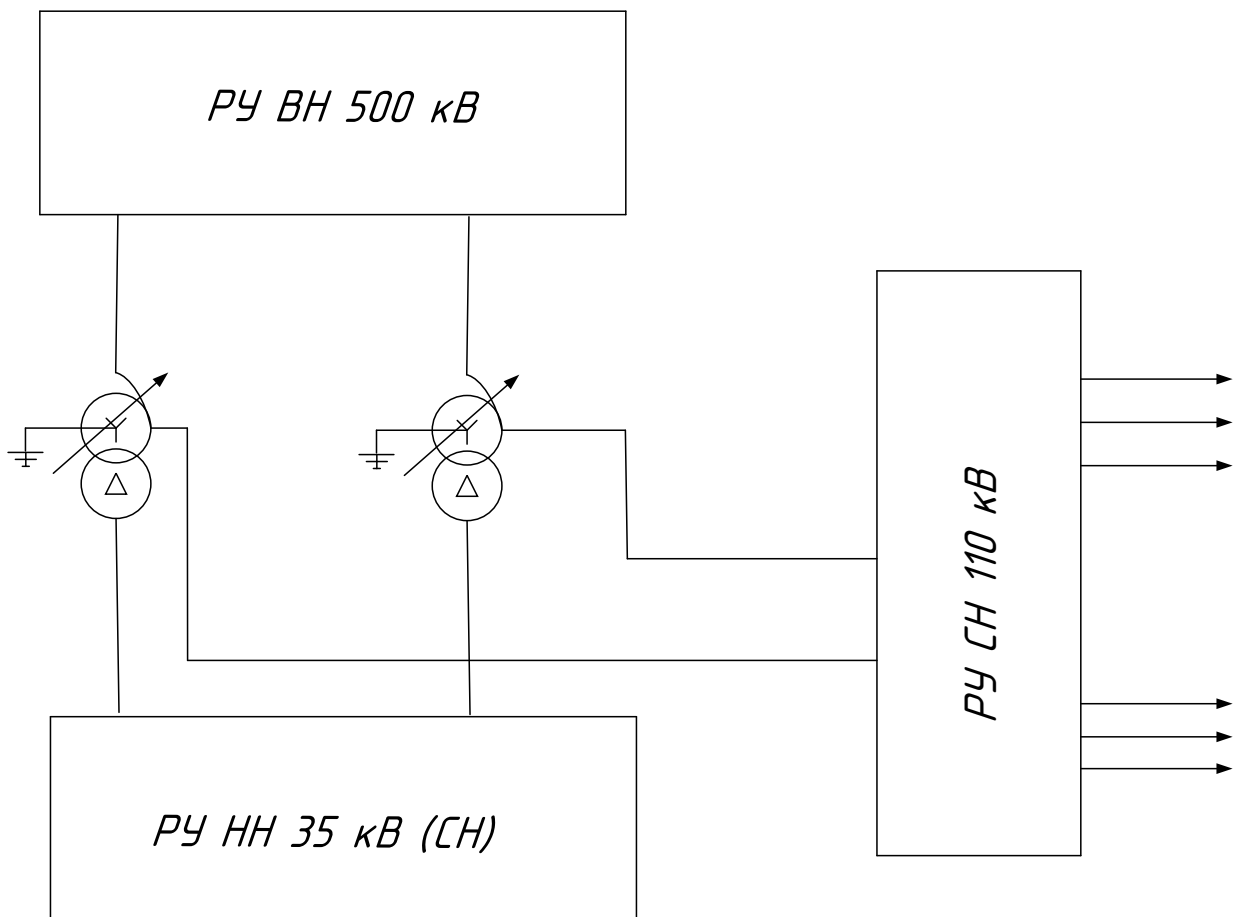


Рисунок 8 – главная схема ПС НХЗ 500

#### 2.3.1.1 ОРУ 500 кВ

Вариант исполнения открытого распределительного устройства предполагает открытый тип, при котором силовые проводники и электрические аппараты располагаются на открытом воздухе без защиты от пагубного влияния окружающей среды. Расстояние между элементами в таком случае выбирается согласно [24]. Сборные шины на таком устройстве могут выполняться в виде гибких проводов или жестких труб, а территория размещения всегда должно огораживаться. Такое исполнение имеет ряд преимуществ, среди которых:

- 1) Возможность использовать электрические аппараты больших размеров
- 2) При строительстве ОРУ не требуется сооружать дополнительные помещения

3) При расширении или модернизации требуется гораздо меньше затрат, чем при расширении РУ в закрытом исполнении, а также времени и сложности выполняемых работ

4) Непосредственный контакт с электрическим оборудованием ОРУ

5) Гораздо меньший объем строительных работ, соответственно, меньше требуется времени на сооружение

Однако, существует и ряд минусов, которые существенно ограничивают применение ОРУ:

1) Занимает намного места, чем распределительные устройства закрытого исполнения, что существенно ограничивает его использование в городской среде и в стесненных условиях

2) Эксплуатация ОРУ затруднена при неблагоприятных условиях

3) Оборудование подвержено загрязнению и запылению, вследствие чего повышается его износ.

В качестве схемы ОРУ 500 кВ была выбрана типовая схема № 500-16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий». Данный тип схемы применяется при количестве пяти и более присоединений в РУ 220-750 кВ. Обладает высокой степенью надежности и не исключает возможности подключения резервных линий. Подробная однолинейная схема представлена на рисунке 9.

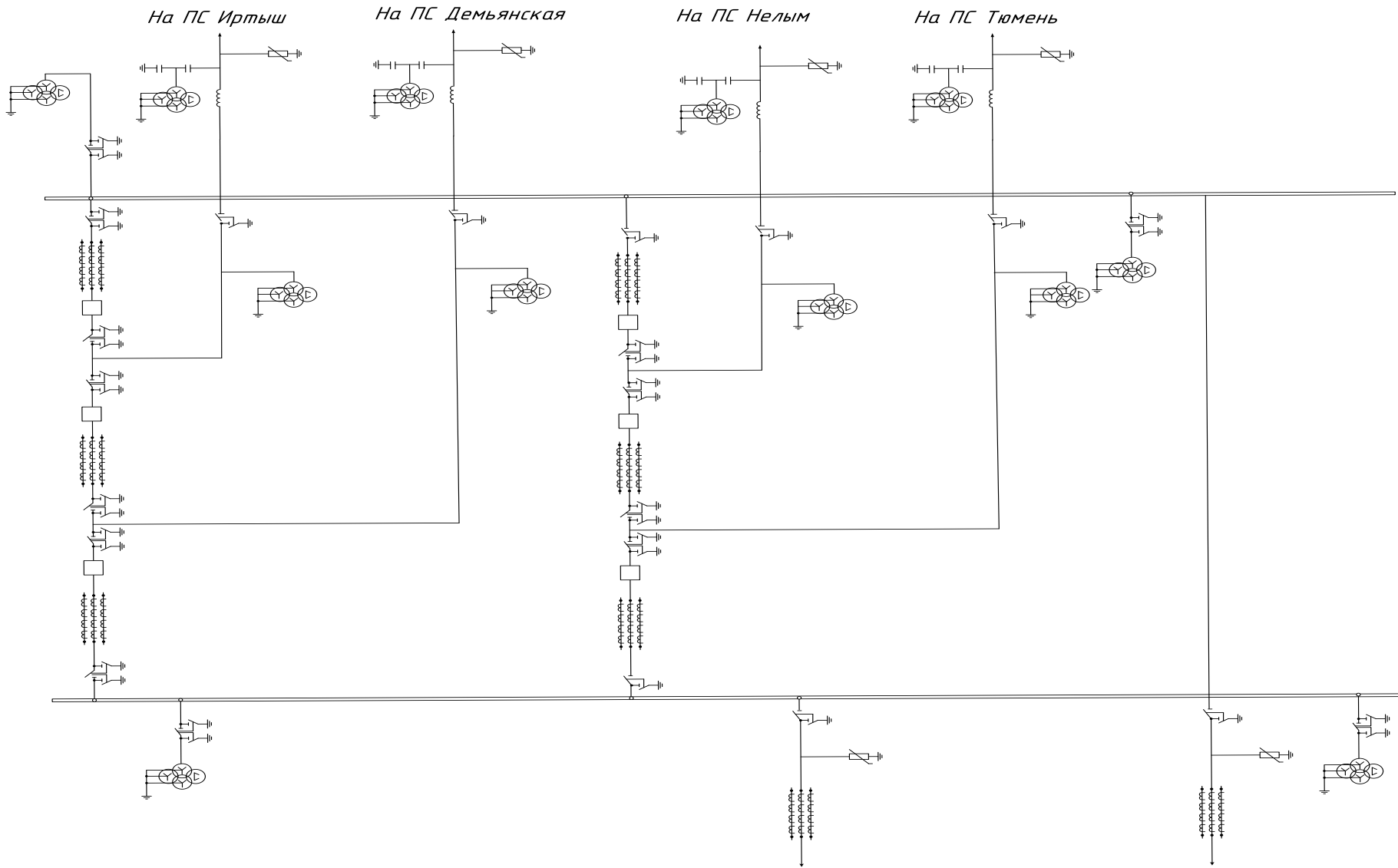


Рисунок 9 – схема ОРУ 500 кВ по схеме № 500-16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий»



### 2.3.1.2 КРУЭ 500 кВ

Несмотря на то, что опыт эксплуатации ОРУ является значительным, в последнее время наблюдается тенденция перехода на КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Применение данного вида РУ позволяет значительно уменьшить площадь возводимого объекта, обеспечить высокую степень надежности и безопасности, а также облегчить работу обслуживающего персонала. Для КРУЭ применяют те же схемы, что и для ОРУ, однако следует иметь в виду следующие требования:

- 1) КРУЭ изготавливаются на напряжение до 750 кВ;
- 2) В КРУЭ выключатели, разъединители, заземлители, измерительные аппараты заключены в металлические герметичные кожухи, в основном из алюминиевых сплавов, заполненные элегазом, и представляют собой модули.
- 3) Набор модулей, которые представляют в совокупности законченную цепь схемы, называются ячейкой. Из этих ячеек и собирается комплектное распределительное устройство.
- 4) Схемы с обходной системой шин практически не применяются в КРУЭ, вследствие экономических и технических соображений – так как оно обладает высокой степенью надежности, и применение обходной системы шин нецелесообразно.
- 5) Связь между силовыми трансформаторами и комплектным распределительным устройством обычно выполняется с помощью кабельных линий или закрытых токопроводов.
- 6) В отличие от ОРУ, на КРУЭ применение нелинейных ограничителей перенапряжения необходимо только тогда, если этого требует проведенный при проектировании расчет перенапряжений.
- 7) Затраты на эксплуатацию гораздо ниже, чем на ОРУ, вследствие отсутствия климатических воздействий и более высокой надежности элементов. Общие капитальные вложения на сооружение КРУЭ ненамного больше, чем при сооружении ОРУ, даже с учетом высокой стоимости ячеек.

Среди минусов КРУЭ можно отметить ограничение нижних рабочих температур, что вызывает необходимость сооружать его в закрытых помещениях.

Так как КРУЭ предполагает исполнение по типовым схемам ОРУ, предлагаемый вариант будет выполняться по схеме по схеме № 500-16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий».

#### 2.3.1.3 ОРУ 110 кВ

При рассмотрении возможных вариантов РУ 110 кВ следует учитывать высокие требования к надежности, так как он данных шин и будет питаться две главные понизительные подстанции, которые осуществляют электроснабжение системы, которая по своим характеристикам будет равносильна ООО «ЗапСибНефтехим». Предлагаемая типовая схема № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин» обладает всеми оперативными свойствами схем с двумя системами сборных шин и, кроме того, предоставляет возможность вывода в ремонт выключателя любой электрической цепи без перерыва в ее работе и отключения электрической цепи обходным выключателем при неполадках в работе выключателя цепи, когда отключение его невозможно.

Подробная однолинейная схема РУ 110 кВ показана на рисунке 10.

#### 2.3.1.4 КРУЭ 110 кВ

КРУЭ будет выполняться по той же типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин», что и вариант в открытом исполнении. Однако, в таком исполнении обходная система шин обычно не выполняется, ввиду достаточной надежности и экономической нецелесообразности.

На «ЗапсибНефтехим»

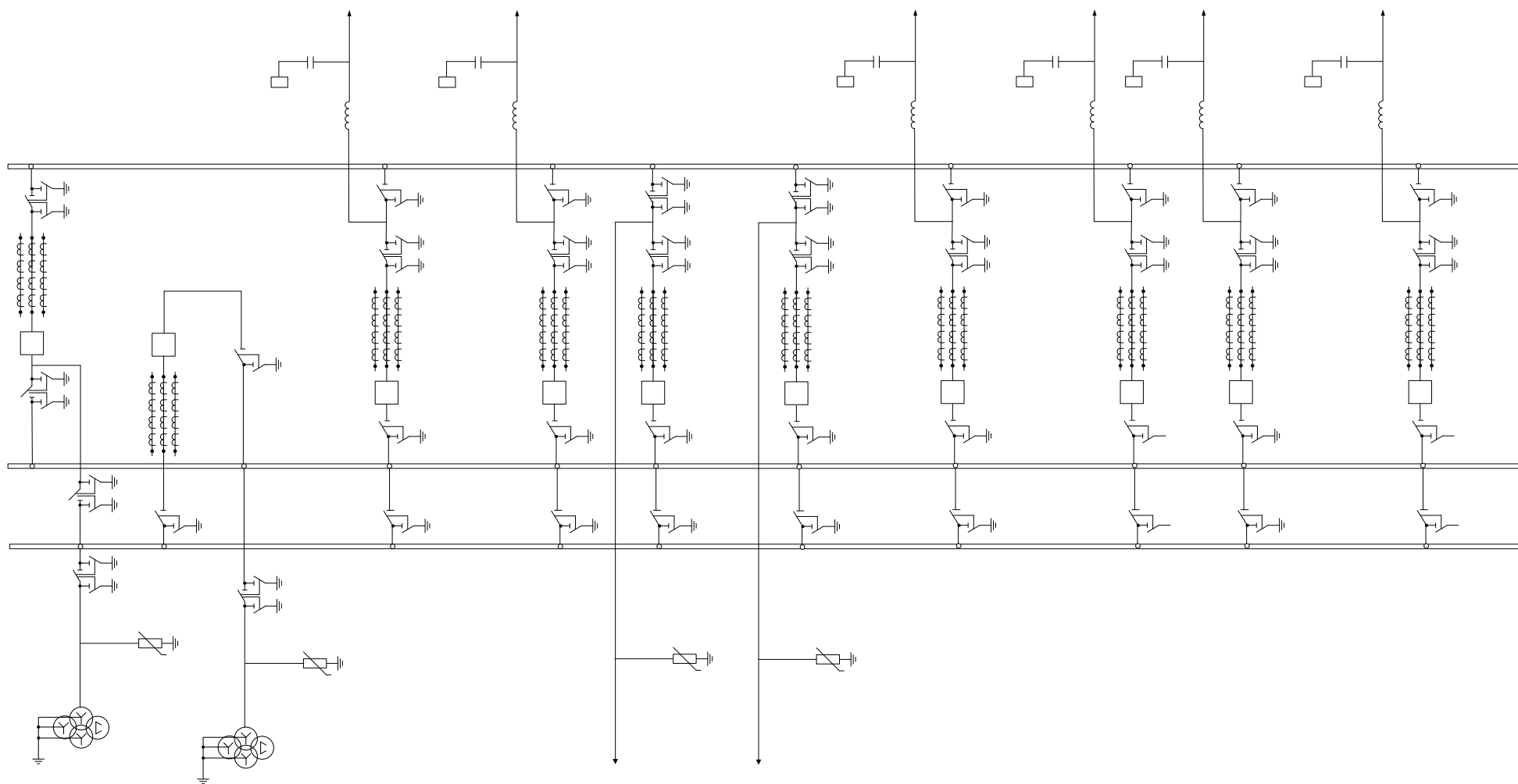


Рисунок 10 – РУ 110 кВ по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин»

### 2.3.1.5 КРУ 35 кВ

Распределительное устройство на 35 кВ по подобию ПС 500 «ЗапСиб» будет служить источником питания для собственных нужд подстанции – системы, обеспечивающей работу ПС и электроснабжение ее внутренних потребителей, которые включают в себя вспомогательные приборы, агрегаты, системы автоматики и т.д. В целом, состав электроприемников собственных нужд подстанции определяется ее типом и мощностью. В общем случае, к потребителям СН ПС относят:

- Системы охлаждения силовых (авто)трансформаторов
- Устройства регулирования напряжения под нагрузкой
- Система пожаротушения и водоснабжения, относящиеся к ним насосные агрегаты
- Установки обогрева, вентиляции
- Оперативные цепи переменного и постоянного тока

При обустройстве систем собственных нужд нужно обеспечить высокую надежность, поэтому при проектировании СН к ним предъявляются серьезные требования:

- наличие не менее двух трансформаторов собственных нужд, с установленной мощностью свыше 630 кВА;
- Наличие резервирования;
- Трансформаторы СН должны быть присоединены к разным независимым источникам питания [8] .

Предполагается распределительное устройство низшего напряжения выполнить в виде КРУ по типовым схемам №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». Данная схема в общем виде представлена на рисунке 11. Такой вариант исполнения применяется на напряжении 20-220 кВ и как правило при пяти и более присоединениях.

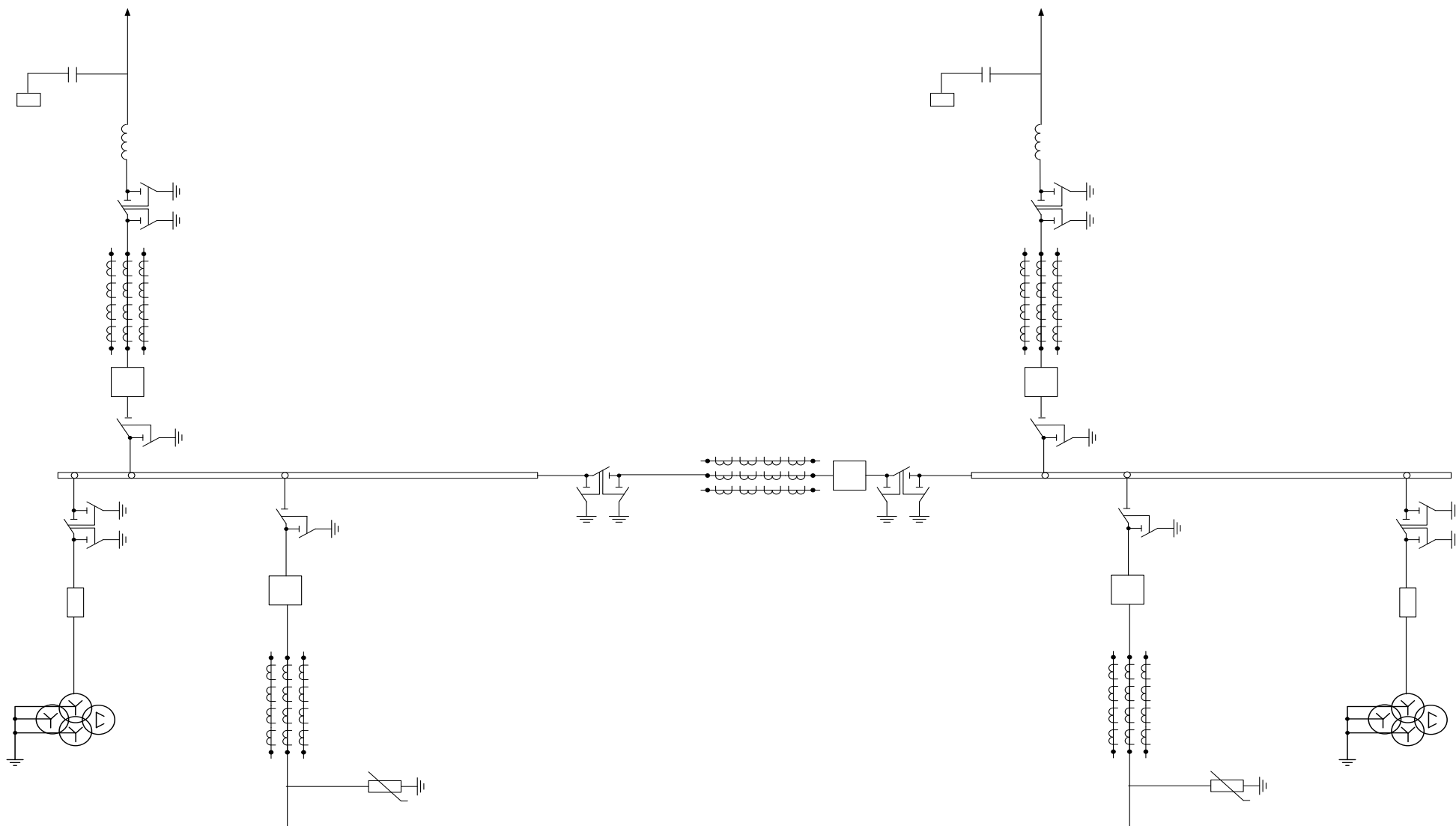


Рисунок 11 – РУ 35 кВ по типовой схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»

## 2.4 Сравнительная характеристика предложенных вариантов РУ

Каждый вариант исполнения РУ, а также их плюсы и недостатки приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика предложенных вариантов

Напряжение РУ	Вариант исполнения	Достоинства	Недостатки
1	2	3	4
500	схема ОРУ № 500-16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий»	Возможность подключения резервных линий. Более надежная схема.	высокая стоимость, большая площадь для сооружения.
500	схема КРУЭ № 500-16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий»	Более высокая степень надежности; Более продолжительный срок эксплуатации.	Стоимость оборудования, строгие требования к монтажу.
110	КРУЭ по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин»	Площадь ПС минимальна; Минимизация эксплуатационных затрат.	Обладает частью недостатков такой же схемы в открытом исполнении

1	2	3	4
110	ОРУ по типовой схеме № 110-13Н «Две рабочие и обходная система шин»	ОРУ более привычное оборудование для Эксплуатации; Проще выполнить заходы и связи с автотрансформаторами	большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию; увеличены затраты на сооружение ОРУ в связи установкой шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей;
35	КРУ №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»	большая эксплуатационная гибкость (при выходе из работы одной секции шин отключается только часть вводов и отходящих линий).	Короткое замыкание в зоне сборных шин приводит к полному отключению РУ; Профилактический ремонт сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства на время ремонта.

Рассмотрев все достоинства и недостатки того или иного вида РУ, предложим два варианта компоновки ПС НХЗ 500 для дальнейшего экономического сравнения.

### 2.5 Выбор двух конкурентноспособных вариантов

Выбор будем производить на основе следующих критериев:

- 1) Надежность схем РУ и ПС в целом;
- 2) Удобство в эксплуатации того или иного типа РУ;
- 3) Экономичность схем РУ.

Два варианта компоновки представлены в таблице 8:

Таблица 8 – варианты ПС (комбинации РУ)

№	РУ 500 кВ	РУ 110 кВ	РУ 35 кВ
1	КРУЭ - №500-16 «трансформатор- шины с полутор- ным присоеди- нием линий»	ОРУ - №110-13Н «Две ра- бочие и обходная система шин»	КРУ - №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем си- стема шин»
2	КРУЭ - №500-16 «трансформатор- шины с полутор- ным присоеди- нием линий»	КРУЭ - №110-13 «Две ра- бочие системы шин»	

Вариант № 1 и №2 приняты на основании сравнительного анализа каждого из РУ в составе ПС из таблицы. Вариант №2 является наиболее универсальным, т.к. РУ 110 кВ, выполненное в исполнении КРУЭ, наиболее удобно в плане обслуживания, занимает меньше места и имеет более высокую степень надежности. РУ варианте №1 является конкурентноспособным лишь в плане экономичности, однако в последнее время наблюдается обратная тенденция, поэтому необходимо технико-экономическое сравнение обоих вариантов. РУ 500 и 35 у данных вариантов ничем не отличаются, поэтому они не могут никак повлиять на принятие решения о выборе оптимального варианта компоновки ПС.



### 3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ КОМПОНОВКИ ПС НА ОСНОВЕ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

Данный раздел предназначен для выбора одного варианта компоновки ПС НХЗ 500 среди предложенных в разделе 2, который будет отвечать как требованиям надежности, так и требованиям экономичности. Сравнение вариантов производится приближено, по объемам капиталовложений. Цены возьмем, руководствуясь [23]. Так как оба варианта предполагают одинаковую главную схему, одинаковые нагрузки и одинаковые типовые схемы РУ, то потери в обоих вариантах будут одинаковыми, соответственно, эксплуатационные издержки на потери будут также равны. Эксплуатационные издержки будут учтены при сравнении.

#### 3.1 Расчет суммарных капиталовложений для первого варианта компоновки

Воспользуемся базисными показателями стоимости сооружения открытых и закрытых РУ:

Таблица 9 – Базисные показатели стоимости для первого варианта компоновки

Напряжение,кВ	Тип	Кол-во и мощность АТ, МВт	Схема	Капиталовложения, тыс.руб.
500	КРУЭ	2x250	№ 500-16	642960
110	ОРУ		№110-13Н	405032
35	КРУ		№ 35-9	60405
Суммарный объем капиталовложений, тыс.руб.	1108397			

В эту стоимость входят:

- 1) Распределительные устройства и отдельные ячейки выключателей;
- 2) Трансформаторы (автотрансформаторы);
- 3) Регулирующие устройства;
- 4) Постоянная часть затрат;
- 5) Противоаварийная автоматика.

Для получения полной стоимости ПС рассчитаем стоимость постоянного отвода земли:

Таблица 10 – Значение площади земли для сооружения ПС

Схема эл.соединений ВН	Площадь постоянного отвода земли, тыс.м <sup>2</sup>
№ 500-16	180

При использовании КРУЭ площади ПС составляют 50% соответствующих ПС с оборудованием наружной установки:

$$S_{\text{ПС}} = 90 \text{ тыс. м}^2$$

Стоимость постоянного отвода земли определяется в соответствии с [30]:

$$K_{\text{земл}} = S_{\text{ПС}} \cdot 1260 \tag{1}$$

$$K_{\text{земл}} = 1260 \cdot 90000 = 113400 \text{ тыс. руб.}$$

Добавляют затраты, сопутствующие строительству, которые исчисляются от этой суммы и составляют:

$$K_{\text{строит}} = 0,013K_{\text{сумм}} \quad (2)$$

$$K_{\text{строит}} = 0,013 \cdot 1108397 = 14409 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда общие капитальные затраты на строительство ПС НХЗ 500 первой компоновки:

$$K_1 = 1108397 + 114409 + 113400 = 1336206 \text{ тыс. руб.}$$

### 3.2 Расчет суммарных капиталовложений для второго варианта компоновки

Сведем в таблицу базисную стоимость сооружения каждого РУ:

Таблица 11 – Базисные показатели стоимости сооружения ПС для второго варианта компоновки

Напряжение,кВ	Тип	Кол-во и мощность АТ, МВт	Схема	Капиталовложения, тыс.руб.
500	КРУЭ	2x250	№ 500-16	642960
110	КРУЭ		№110-13Н	308100
35	КРУ		№ 35-9	60405
Суммарный объем капиталовложений, тыс.руб.		1011465		

$$S_{\text{пс}} = 60 \text{ тыс. м}^2$$

$$K_{\text{земл}} = 1260 \cdot 60000 = 75600 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\text{строит}} = 0,013 \cdot 1011465 = 13149 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_2 = 1011465 + 75600 + 13149 = 1100214 \text{ тыс. руб.}$$

### 3.3 Сравнение двух вариантов компоновки ПС НХЗ 500

Как видно из расчетов, меньшие капитальные затраты будут у варианта с использованием двух КРУЭ и КРУ. Это связано с меньшим отводом земли под строительство и меньшими постоянными затратами. Это можно пронаблюдать по следующей таблицы:

Таблица 12 – зависимость стоимости сооружения ПС от типа исполнения РУ

Напряжение,кВ	Схема РУ на стороне ВН	Стоимость, тыс.руб.	
		Открытая ПС	Закрытая (КРУЭ)
220/10-20	Мостик –220-5Н и 5АН	24440	15980
330/220/10	Четырёхугольник. 330-7	62980	47940
500/220/10	Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя 500-15	143820	93060

Рассчитаем, во сколько раз второй вариант эффективнее первого по суммарным капиталовложениям:

$$\Delta = I \frac{K_2 - K_1}{K_2} \cdot 100\% \quad (3)$$

$$\Delta = I \frac{1100214 - 1336206}{1100214} \cdot 100\% = 21\%$$

Таким образом, следует принять второй вариант компоновки.

### 3.4 расчет эксплуатационных издержек для первого варианта компоновки

В результате износа и старения деталей и элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В результате этого появляются дополнительные затраты, которые называются эксплуатационными издержками.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$И = И_{АМ} + И_{ЭР} + И_{\Delta W} \quad (4)$$

Где  $И_{\Delta W}$  – принимаем равными нулю, как равнозначные значения для обоих вариантов.

$И_{АМ}$  – издержки на амортизационные отчисления, тыс.руб.;

$И_{ЭР}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание, тыс.руб.;

Издержки на эксплуатацию и ремонт подстанции определяются по формуле:

$$И_{ЭР} = \alpha_{\text{нэоПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (5)$$

Рассчитаем издержки на эксплуатацию и ремонт первого варианта компоновки, тыс.руб.:

$$И_{ЭР} = 0,049 \cdot 1336206 = 65474$$

Где  $\alpha_{\text{нэоПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ПС,  $\alpha_{\text{нэоПС}} = 0,049$  [29];

$K_{\text{ПС}}$  - капиталовложения на сооружение подстанции и линии, тыс.руб.

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{\text{СЛ}} = 20$  лет).

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}} \quad (6)$$

Найдём издержки на амортизацию, тыс.руб.;

$$I_{AM} = \frac{1336206}{20} = 66810$$

Тогда суммарные эксплуатационные издержки:

$$I = 66810 + 65474 = 132284 \text{ тыс. руб.}$$

### **3.5 расчет эксплуатационных издержек для второго варианта компоновки**

$$I_{ЭР} = 0,049 \cdot 1011465 = 49561 \text{ тыс. руб.}$$

$$I_{AM} = \frac{1011465}{20} = 50573 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда суммарные эксплуатационные издержки:

$$I = 49561 + 50573 = 100134 \text{ тыс. руб.}$$

### **3.6 Сравнение эксплуатационных издержек обоих вариантов**

Рассчитаем, во сколько раз эксплуатационные издержки второго варианта компоновки меньше первого:

$$\Delta = I \frac{100134 - 132284}{100134} \cdot 100\% = 31,96\%$$

Таким образом, второй вариант компоновки выгоднее.

## 4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

В данном разделе рассчитываются электрические нагрузки, которые необходимы на начальной стадии проектирование ПС НХЗ 500. От значений нагрузок будет зависеть мощность автотрансформаторов, их количество, а также номинальный рабочий ток силового оборудования, выбор которого будет выполнен в дальнейшем. Помимо этого, будет выполнено прогнозирование роста этих самых нагрузок, для более точного дальнейшего расчета.

### 4.1 Расчет и прогнозирование нагрузок нефтехимического комплекса на примере ООО «ЗапСибНефтехим»

Как известно, нагрузка любой подстанции определяется мощностью, которую потребляют все электроприемники, электроснабжение которых и обеспечивается от шин ПС. Данная нагрузка не остается постоянной во времени и сильно зависит от времени суток и года. В нашем случае, вся нагрузка будет промышленной.

Производить расчет будем с помощью вероятностно-статистического метода, а прогнозирование – с помощью формулы сложных процентов.

Проведем для примера расчет нагрузок на АТ-1, контрольные замеры для которого в зимний период сведены в таблицу 13. Суточные контрольные замеры были взяты из [Приложение 2].

Таблица 13 – контрольные замеры за декабрь

Элемент	P , МВт	Q , Мвар	Время, ч
1	2	3	4
АТ-1	41,6	12	1
	43,7	9,4	2
	41,3	8,7	3
	41	9,1	4
	40,1	13,5	5
	41,8	12,4	6
	44,7	11,2	7

1	2	3	4
АТ-1	42,7	11,4	8
	43,4	13,1	9
	42,1	12,1	10
	43,4	13,4	11
	41,8	11,1	12
	42,3	13	13
	44,1	13,3	14
	45	13,5	15
	42,1	10,6	16
	43,6	11	17
	41,9	12,1	18
	42,1	13,4	19
	43,3	13,2	20
	43	8,9	21
	42,1	10,2	22
	42,4	12,3	23
41,3	11,4	24	

Рассчитаем по результатам контрольных замеров среднюю активную и реактивную мощность – они необходимы для выбора силовых трансформаторов. Определяются по следующим формуле:

$$P_{CP} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i \quad (7)$$

где T – период, в течении которого производились измерения (24 часа);

$P_i$ ,  $Q_i$  – мощность, соответствующая моменту времени замера;

$t_i$  – принятый интервал времени между замерами.

Аналогичным образом рассчитывается средняя реактивная нагрузка:



$$Q_{\text{CP}} = \frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i \quad (8)$$

$$P_{\text{CP}} = 42,53 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{CP}} = 11,68 \text{ Мвар}$$

Рассчитаем среднеквадратичные (эффективная) мощности – используется для расчета потерь мощности и энергии:

$$P_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i} \quad (9)$$

$$Q_{\text{ЭФ}} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i} \quad (10)$$

$$P_{\text{ЭФ}} = 42,54 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ЭФ}} = 11,77 \text{ Мвар}$$

Также посчитаем максимальную мощность – используется для выбора элементов электрической сети:

$$P_{\text{MAX}} = P_{\text{CP}} \cdot \left( 1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\Phi}^2 - 1} \right) \quad (11)$$

$$Q_{\text{MAX}} = Q_{\text{CP}} \cdot \left( 1 + 1,96 \cdot \sqrt{K_{\Phi}^2 - 1} \right) \quad (12)$$

$$K_{\Phi} = \frac{P_{\text{ЭФ}}}{P_{\text{CP}}} \quad (13)$$

$$K_{\Phi} = \frac{42,54}{42,55} = 1,0002$$

$$P_{\text{MAX}} = 44,2 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{MAX}} = 12,56 \text{ Мвар}$$

И минимальные мощности:

$$P_{\text{MIN}} = P_{\text{CP}} \cdot \left( 1 - 1,96 \cdot \sqrt{K_{\Phi}^2 - 1} \right) \quad (14)$$

$$Q_{\text{MIN}} = Q_{\text{CP}} \cdot \left( 1 - 1,96 \cdot \sqrt{K_{\Phi}^2 - 1} \right) \quad (15)$$

$$P_{\text{MIN}} = 40,86 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{MIN}} = 9,86 \text{ Мвар}$$

$$K_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{P_{\text{cp}}} \quad (16)$$

$$K_{\text{max}} = \frac{44,2}{42,53} = 1,04$$

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{мин}}}{P_{\text{cp}}} \quad (17)$$

$$K_{\text{и}} = \frac{40,86}{42,54} = 0,96$$

Аналогичным образом рассчитаем остальные нагрузки на АТ 2-4 и на шинах КРУЭ 110 кВ:

Таблица 14 – расчет активных нагрузок в зимний и летний период для АТ

Зима							
АТ	$P_{MAX}$ , МВт	$P_{CP}$ , МВт	$P_{ЭФ}$ , МВт	$P_{MIN}$ , МВт	$K_{MAX}$	$K_{Ф}$	$K_{И}$
1	44,2	42,53	42,54	40,86	1,04	1	0,96
2	45,41	42,76	42,77	41,2	1,06	1	0,98
3	38,2	37,5	37,52	35,4	1,02	1	0,94
4	37,3	36,65	36,68	34,54	1,02	1	0,94
Суммарная нагрузка	165,11	159,44	159,47	152	1,03	1	0,95
Лето							
АТ	$P_{MAX}$ , МВт	$P_{CP}$ , МВт	$P_{ЭФ}$ , МВт	$P_{MIN}$ , МВт	$K_{MAX}$	$K_{Ф}$	$K_{И}$
1	31,94	29,77	29,78	28,6	1,07	1	0,96
2	34	29,93	29,98	28,84	1,13	1	0,96
3	28,6	26,25	26,26	24,5	1,09	1	0,93
4	28	25,65	25,71	24,2	1,09	1	0,94
Суммарная нагрузка	122,54	111,6	111,63	106,14	1,1	1	0,95

Таблица 15 – расчет реактивных нагрузок в зимний и летний период

Зима							
АТ	$Q_{MAX}$ , МВт	$Q_{CP}$ , МВт	$Q_{ЭФ}$ , МВт	$Q_{MIN}$ , МВт	$K_{MAX}$	$K_{Ф}$	$K_{И}$
	2	3	4	5	6	7	8
1	12,56	11,86	11,89	9,86	1,06	1	0,84
2	13,74	12,43	12,43	11,2	1,1	1	0,9
3	10,34	9,76	9,78	8,67	1,06	1	0,9
4	10,1	9,21	9,23	8,2	1,09	1	0,9
Суммарная нагрузка	46,74	43,26	42,31	37,93	1,08	1	0,87

Продолжение таблицы 15

Лето							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	8,8	8,3	8,32	6,9	1,07	1	0,83
2	9,62	8,71	8,73	7,84	1,11	1	0,9
3	7,3	6,83	6,83	6,1	1,1	1	0,92
4	6,94	6,44	6,45	5,74	1,08	1	0,96
Суммарная нагрузка	32,66	30,28	30,34	26,58	1,08	1	0,9

Аналогичным образом рассчитаем нагрузки на шинах КРУЭ 110 кВ:

Таблица 16 – расчет активных нагрузок в зимний и летний период для шин 110 кВ

Зима							
С.Ш.	$P_{MAX}$ , МВт	$P_{CP}$ , МВт	$P_{ЭФ}$ , МВт	$P_{MIN}$ , МВт	$K_{MAX}$	$K_{Ф}$	$K_{И}$
1	51,76	49,23	49,24	47,6	1,05	1	0,96
2	23,52	22,5	22,56	21,6	1,07	1	0,9
3	47	45,65	45,7	43,24	1,1	1	0,92
4	34,5	31,2	31,22	31,74	1,1	1	0,96
Суммарная нагрузка	156,78	148,6	148,72	144,18	1,05	1	0,92
Лето							
С.Ш.	$P_{MAX}$ , МВт	$P_{CP}$ , МВт	$P_{ЭФ}$ , МВт	$P_{MIN}$ , МВт	$K_{MAX}$	$K_{Ф}$	$K_{И}$
1	40,43	38,4	38,41	37,2	1,07	1	0,92
2	18,8	17,86	17,9	17,1	1,03	1	0,96
3	36,7	34,9	35	33,7	1,07	1	0,96
4	27	25,65	25,65	24,84	1,07	1	0,98
Суммарная нагрузка	122,93	116,81	116,96	112,84	1,05	1	0,97

Таблица 17 – расчет реактивных нагрузок в зимний и летний период для шин 110 кВ

Зима							
С.Ш.	Q <sub>МАХ</sub> , МВт	Q <sub>СР</sub> , МВт	Q <sub>ЭФ</sub> , МВт	Q <sub>МИН</sub> , МВт	K <sub>МАХ</sub>	K <sub>Ф</sub>	K <sub>И</sub>
1 33	15,42	14,95	14,61	14,2	1,03	1	0,92
2 15	7	6,65	6,66	6,44	1,06	1	0,93
3 30	14,02	13,3	13,32	12,88	1,03	1	0,97
4 22	10,3	9,8	9,83	9,2	1,02	1	0,91
Суммарная нагрузка	46,74	44,7	44,42	42,72	1,04	1	0,95
Лето							
С.Ш.	Q <sub>МАХ</sub> , МВт	Q <sub>СР</sub> , МВт	Q <sub>ЭФ</sub> , МВт	Q <sub>МИН</sub> , МВт	K <sub>МАХ</sub>	K <sub>Ф</sub>	K <sub>И</sub>
1	10,8	10,26	10,27	9,94	1,05	1	0,92
2	4,9	4,65	4,65	4,51	1,03	1	0,94
3	9,8	9,31	9,33	9	1,02	1	0,9
4	7,2	6,84	6,87	6,62	1,03	1	0,93
Суммарная нагрузка	32,7	31,06	31,12	30	1,06	1	0,94

## 4.2 Прогнозирование нагрузок

Рассматривая ООО «ЗапСиб» в качестве предприятия-аналога, установленная мощность которого составляет  $P_{\text{МАКС}} = 300$  МВт, для дальнейшего расчета прогнозируемых нагрузок принимаем эту величину.

Переведем в относительные единицы значения средних нагрузок в летний и зимний период относительно  $P_{\text{МАХ}}$  :

$$P_{*}^{\text{ПРОГ}} = \frac{P_i}{P_{\text{МАХ}}} \quad (18)$$

Таблица 18 – значения электрических нагрузок в относительных единицах

Наименование нагрузки	Значение, о.е.
$P_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}}$	0,96
$P_{\text{эф}}^{\text{ПРОГ}}$	0,961

Тогда прогнозируемые нагрузки:

$$P^{\text{ПРОГ}} = P_{*}^{\text{ПРОГ}} \cdot P_{\text{макс}} \quad (19)$$

$$P_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}} = 0,96 \cdot 300 = 288 \text{ МВт}$$

$$P_{\text{эф}}^{\text{ПРОГ}} = 0,961 \cdot 300 = 288,3 \text{ МВт}$$

Посчитаем тангенс угла  $\varphi$  для средних значений реактивной мощности за зиму:

$$\text{tg}\varphi_{\text{пс}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{P_{\text{ср}}} \quad (20)$$

$$\text{tg}\varphi_{\text{пс}} = \frac{46,74}{165,11} = 0,3$$

Тогда:

$$Q_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}} = 288 \cdot 0,3 = 86,4 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\text{эф}}^{\text{ПРОГ}} = 288,3 \cdot 0,3 = 86,49 \text{ МВт}$$

$$S_{\text{ср}}^{\text{прог}} = \sqrt{P_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}^2} + Q_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}^2}} \quad (21)$$

$$S_{\text{ср}}^{\text{прог}} = \sqrt{288^2 + 86,4^2} = 300 \text{ МВА}$$

Аналогичным образом рассчитаем прогнозируемые нагрузки на шинах 110 кВ:

$$P_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}} = 0,95 \cdot 300 = 284,34 \text{ МВт}$$

$$Q_{\text{ср}}^{\text{ПРОГ}} = 284,34 \cdot 0,3 = 85,3 \text{ Мвар}$$

$$S_{\text{ср}}^{\text{прог}} = \sqrt{284,34^2 + 85,3^2} = 291,2 \text{ МВА}$$

Прогнозирование летних нагрузок необходимо для расчета себестоимости ЭЭ.

$$P_{\text{ср.лето}}^{\text{ПРОГ}} = 0,7 \cdot 300 = 210 \text{ МВт}$$

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ УСТАНОВКИ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ПС НХЗ 500

Данный раздел необходим для того, чтобы сформировать вывод о целесообразности и необходимости на проектируемой подстанции НХЗ 500 установки компенсирующих устройств с целью снижения потерь и регулирования уровней напряжения.

Реактивная мощность – это та часть мощности, которая не производит полезной работы, но необходима для формирования магнитных полей. Потребителями данной мощности являются силовые трансформаторы, асинхронные двигатели, промышленные печи и т.д. Это обусловлено низким коэффициентом мощности – косинусом угла  $\varphi$ , характеризующим отношение активной мощности к полной. Для промышленных потребителей  $\cos\varphi$  равен от 0,65 до 0,9.

Требуемая реактивная мощность потребителю может быть получена из трех разных источников:

- 1) Из системы
- 2) От компенсирующих устройств (в дальнейшем – КУ), которые устанавливаются непосредственно на шинах ПС
- 3) Частично из системы, частично от КУ.

При получении потребителями всей реактивной мощности из системы наблюдаются большие потери ЭЭ, при получении от КУ – появляется необходимость в установке дополнительных технических устройств для потребления зарядной мощности, которая вырабатывается генераторами.

Мощность конденсаторной батареи в общем виде определяется в соответствии с выражением:

$$Q_k = P_{нб}(\operatorname{tg}\varphi_i - \operatorname{tg}\varphi_b) \quad (22)$$



Где  $P_{нб}$  – наибольшая активная нагрузка ПС, в нашем случае равна  $P_{ср}^{ПРОГ}$  (раздел 4);

$\text{tg}\varphi_i$  – значение действующего тангенса угла на ПС, равен 0,3 (раздел 4);

$\text{tg}\varphi_b$  – значение тангенса угла для часов больших нагрузок электрической сети;

Согласно [18] тангенс угла  $\text{tg}\varphi_b$  должно быть доведено до предельного значения  $\text{tg}\varphi_{пред}$  для обеспечения требуемого уровня надежности сети. Учитывая то, что наши КУ мы будем устанавливать на стороне 10 кВ, значение нашего предельного тангенса найдем из таблицы 19 :

Таблица 19 – значения тангенса угла  $\varphi$

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\text{tg}\varphi$
напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5
напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4
напряжением 6-20 кВ	0,4
напряжением 0,4 кВ	0,35

Примем  $\text{tg}\varphi_{пред} = 0,4$ .

$$Q_k = 288(0,3 - 0,4) = -28,8$$

Вычисленная мощность КУ оказалась отрицательной. Это говорит о том, что установка компенсирующих устройств в нашем случае не является оправданной.

## 6 ВЫБОР МОЩНОСТИ АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Целью данного раздела является выбор наиболее важных силовых аппаратов на подстанции - автотрансформаторов для проектируемой НХЗ 500.

Силовой автотрансформатор – это электротехнический аппарат, разновидность силового трансформатора, в котором первичная и вторичная обмотка соединены напрямую, т.е. помимо электромагнитной имеют электрическую связь.

При установке двух автотрансформаторов, мощность одного должна быть больше или равна произведению максимальной нагрузке ПС и коэффициента загрузки, равному 0.6 [29].

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq 0,6 \cdot S_{\text{max}} \quad (23)$$

На подстанциях, как правило, рекомендуется устанавливать два автотрансформатора. Больше их или меньшее количество должно быть обосновано рядом факторов. Так, например, применение одного АТ допускается:

- 1) При сооружении двухтрансформаторной ПС в качестве первого этапа. В таком случае питание должно резервироваться по сетям вторичного напряжения;
- 2) Для питания третьей категории потребителей, то есть допускающий перерыв в электроснабжении на время, достаточное для замены этого трансформатора.

Второй же случай, когда автотрансформаторов более двух, применяется:

- 1) При размещении на подстанциях, питающих промышленных потребителей. Именно таким потребителем является ООО «ЗапСибНефтехим», поэтому на подстанции, на примере которой выполняется проектирование, стоит четыре автотрансформатора;
- 2) Если есть обоснование для использования двух средних напряжений;

3) Для повышения надежности по требованию заказчика.

Рассчитаем коэффициент загрузки автотрансформаторов.

Коэффициент загрузки автотрансформатора – это коэффициент  $\beta$ , определяющий отношение потребляемой мощности к номинальной мощности трансформатора.

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{макс}}}{n_{\text{T}} \cdot S_{\text{T}}} \quad (24)$$

$$\beta_{\text{п/ав}} = \frac{S_{\text{макс}}}{S_{\text{T}}} \quad (25)$$

Где  $S_{\text{макс}}$  – максимальное значение полной мощности, проходящей через автотрансформаторы;

$S_{\text{T}}$  – Номинальная мощность выбранного автотрансформатора;

$n_{\text{T}}$  – количество автотрансформаторов.

Следует учитывать, что при установке групп однофазных автотрансформаторов, их мощность умножается на три.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен находиться в пределах:

$$0,5 \leq \beta_{\text{норм}} \leq 0,6$$

$$\beta_{\text{п/ав}} \leq 1,2$$

Мощность автотрансформаторов при проектировании обычно выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации. Она выбирается таким образом, чтобы при отключении наиболее мощного из них остальные могли обеспечивать питание потребителей в полном объеме. Формула для нахождения расчетной мощности трансформатора выглядит следующим образом:

$$S_{\text{АТНОМ}} \geq \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^{\text{прогн} 2} + Q_{\text{неск}}^2}}{N_{\text{T}} \cdot \beta} \quad (26)$$

Где  $P_{\text{ср}}^{\text{прогн}}$  - средняя активная прогнозируемая мощность за зимний период, полученная нами при расчете электрических нагрузок (раздел);

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная реактивная мощность в зимний период.

Так как КУ на нашей подстанции не стоит, то  $Q_{\text{неск}} = Q_{\text{ср}}$  ;

$N_{\text{T}}$  – количество автотрансформаторов, установленных на ПС.

Найдем мощность нашего автотрансформатора:

$$S_{\text{TНОМ}} \geq \frac{\sqrt{288^2 + 43,26^2}}{0,6 \cdot 2} = 248,4 \text{ МВА}$$

Таким образом, автотрансформатор АТДЦТН-250000/500/110 УХЛ1 с номинальной мощностью 250 МВА подходит для нашей ПС.

Проверим наш автотрансформатор в нормальном и послеаварийном режимах.

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{N_{\text{T}} \cdot S_{\text{TНОМ}}} \quad (27)$$

$$\beta_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{288^2 + 43,26^2}}{2 \cdot 250} = 0,55$$

$$\beta_{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{(N_{\text{T}} - 1) \cdot S_{\text{TНОМ}}} \quad (28)$$

$$\beta_{\text{п/ав}} = \frac{\sqrt{288^2 + 43,26^2}}{250} = 1,16$$

Далее, проверяем трансформатор по максимальной нагрузке потребления. Суммарная мощность автотрансформаторов должна удовлетворять следующим условиям:

$$S_{\text{ТНОМ}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{N_{\text{T}}} \quad (29)$$

$$S_{\text{п/ав}} \geq \frac{P_{\text{max}}}{K_{\text{п.ав}}(N_{\text{T}} - N_{\text{откл}})} \quad (30)$$

Где  $K_{\text{п.ав}}$  – Допустимый коэффициент перегрузки трансформатора при аварийных случаях согласно ТУ;

$N_{\text{откл}}$  – количество выведенных из работы (авто)трансформаторов.

Для того, чтобы определить допустимый коэффициент перегрузки автотрансформатора необходимо определить его нагрузочную способность и допустимый режим.

$$S_{\text{АТНОМ}} \geq \frac{300}{2} = 150 \text{ МВА}$$

В соответствии с [14], автотрансформаторы допускают перегрузку в 1,2 от номинальной мощности.

$$S_{\text{п/ав}} \geq \frac{300}{1,2(2-1)} = 250 \text{ МВА}$$

Таким образом, автотрансформатор проходит по коэффициентам загрузки и по максимальной нагрузке потребления.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Целью данного раздела является расчет токов трех- и однофазных КЗ. Расчет ТКЗ необходим для правильного выбора электрических аппаратов, а также устройств релейной защиты и их уставок. Расчет проводится для максимального режима, для которого в работе находятся все АТ, расположенные на ПС НХЗ 500, а нагрузка на стороне потребителя - максимальная установленная.

Расчет будем проводить согласно действующему [22] приближенным приведением в относительных единицах.

Исходная схема для расчета токов КЗ выглядит следующим образом:

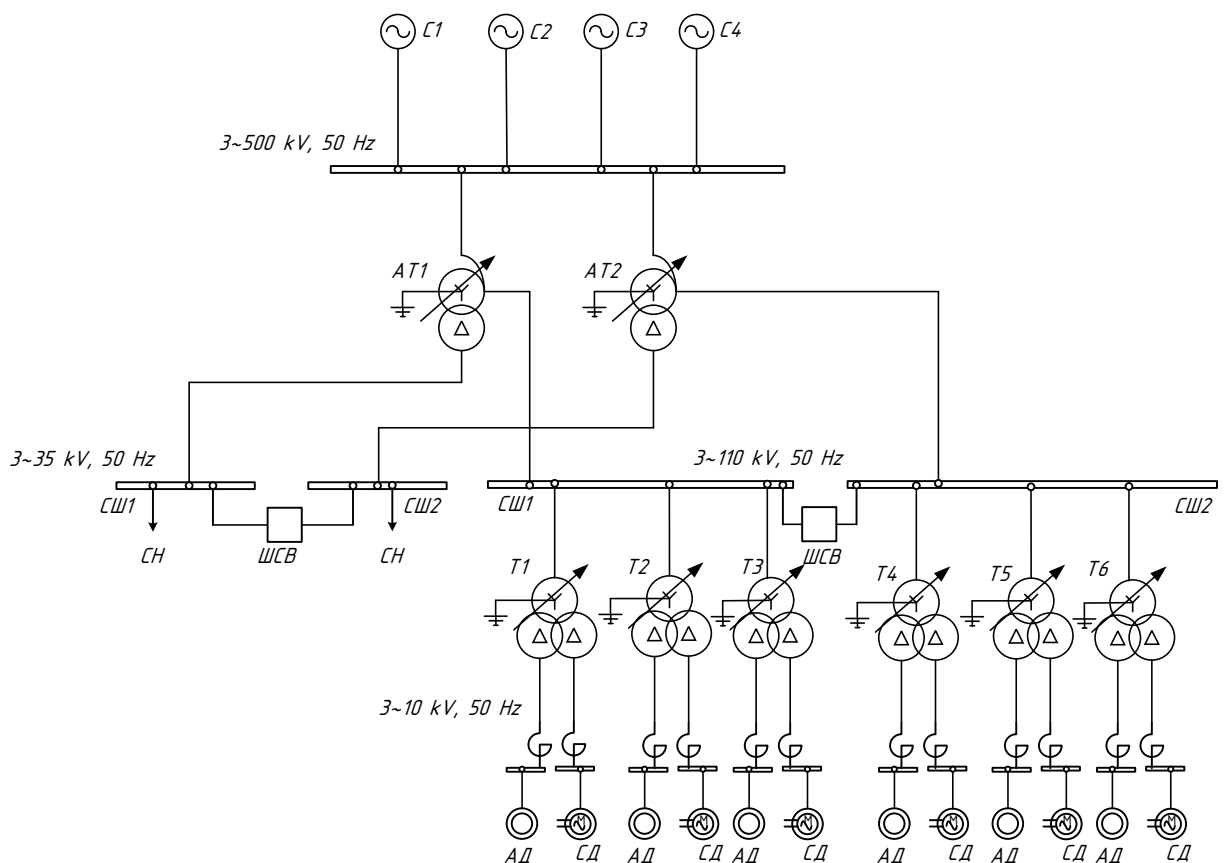


Рисунок 12 – исходная схема для расчета ТКЗ

## 7.1 Общие сведения

Коротким замыканием называется замыкание между фазами, а в сетях нейтралью, которая заземлена, также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или нулевой провод). При возникновении КЗ защита должна как можно быстрее отключить поврежденный участок для уменьшения зоны повреждения. В результате КЗ резко снижается сопротивление цепи, так как сопротивления каждой из поврежденных фаз оказываются соединены коротко. Таким образом, в точке замыкания значение тока во много раз превосходит значение рабочего тока. Самым тяжелым режимом для сети считается трехфазное короткое замыкание, при котором сила тока максимальна. Именно по величине трехфазного тока КЗ и определяют электрооборудование.

Также, при увеличении силы тока возрастают и электродинамические силы, тем самым, усиливая механическое воздействие. Согласно закону Джоуля-Ленца, количество теплоты, выделяемое проводником, напрямую зависит квадрата силы тока, а значит при КЗ происходит сверхнагрев электроаппаратов. Кроме того, наблюдается падение напряжения в сети, причем тем выше, чем ближе от точки КЗ находится рассматриваемый участок [7].

В целом, в электроэнергетических системах с заземленной нейтралью различают следующие виды КЗ: однофазное, двухфазное, двухфазное на землю и трехфазное. Если обратиться к статистике, наиболее часто возникает однофазное КЗ, наиболее редко – трехфазное. Согласно данным регистраторов аварийных событий ПАО «ФСК ЕЭС», за 2020 год, в среднем КЗ возникает каждые 60 часов в год, причем большее количество приходится на однофазное КЗ фазы С.

Можно выделить основные причины возникновения КЗ в системе:

- 1) нарушение целостности изоляции вследствие ее загрязнения, старения и механических повреждений;
- 2) Грозовые перекрытия изоляции;
- 3) Обрыв проводов ЛЭП;
- 4) Падение деревьев или иных объектов на участки ЛЭП;

- 5) Человеческий фактор, ошибки в работе персонала;
- 6) Перекрытие токоведущих частей животными.

Возникновение КЗ несет за собой ряд последствий, среди которых можно выделить основные:

Появление технико-экономического ущерба вследствие нарушения режима и устойчивости системы;

Недопустимый нагрев токами КЗ электрооборудования, как результат его повреждение;

Нарушение технологического процесса у потребителя, нанесение ущерба.

Таким образом, КЗ несет в себе целый ряд неблагоприятных последствий, и поэтому расчет токов КЗ необходим для правильного выбора электрических аппаратов, проведения мероприятий по ограничению этих токов и для корректного проектирования и наладки релейной защиты.

## **7.2 Общие допущения и исходные данные для расчета токов КЗ методом приближенного приведения в относительных единицах**

Под значением величины понимается ее отношение к другой одноименной величине, которая выбрана за единицу измерения. Приближенное приведение подразумевает под собой приближенный учет коэффициентов трансформации.

Порядок расчета ТКЗ приближенным приведением в относительных единицах:

- 1) Составляется расчетная схема замещения;
- 2) Задается базисная мощность  $S_{\text{баз}}$  и базисное напряжение  $U_{\text{баз}}$  ;
- 3) Определяются базисные напряжения и базисные токи  $I_{\text{баз}}$  других ступеней;
- 4) Определяются эквивалентные ЭДС источников питания;
- 5) Рассчитываются значения сопротивлений элементов, входящих в схему замещения;
- 6) Схема замещения преобразовывается до простейшей;



- 7) Определяется ток КЗ в относительных единицах;
- 8) Определяется действительный ток КЗ.

Для правильного определения сопротивлений элементов схемы замещения необходимо знать следующие данные:

Таблица 20 – параметры элементов, необходимые для расчета ТКЗ

Элемент схемы	Параметр	
1	2	
ЛЭП	l	Длина, км
	r	Удельное активное сопротивление, Ом/км
	x	Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км
(авто)трансформаторы	$S_{\text{НОМ}}$	Номинальная мощность, МВА
	$u_{\text{кВ-Н}}$ $u_{\text{кС-Н}}$ $u_{\text{кВ-С}}$	Напряжения КЗ между обмотками, кВ
	$\Delta P_{\text{кВ-Н}}$ $\Delta P_{\text{кВ-С}}$ $\Delta P_{\text{кС-Н}}$	Потери КЗ, кВт
	$U_{\text{В}}$ $U_{\text{С}}$ $U_{\text{Н}}$	Номинальные напряжения обмоток, кВ
Токоограничивающие реакторы	$X_{\text{р}}$	Номинальное индуктивное сопротивление, Ом
	$I_{\text{НОМ}}$	Номинальный ток, кА

1	2	
Синхронные машины и асинхронные двигатели	$P_{\text{НОМ}}$	Номинальная активная мощность, МВт
	$U_{\text{НОМ}}$	Номинальное напряжение, кВ
	$I_{\text{НОМ}}$	Номинальный ток статора, кА
	$X_d^{\text{II}}$	Сверхпереходное индуктивное сопротивление, Ом
	$\cos\varphi_{\text{НОМ}}$	Номинальный коэффициент мощности

Однако, если мы будем учитывать все условия, то задача по расчету токов КЗ становится нерешаемой, вследствие чего принимают допущения для упрощения расчетов. Рассмотрим основные из них:

- 1) Отсутствие насыщения магнитных систем. Данное условие позволяет нам заменить нелинейную систему линейной;
- 2) Отсутствие несимметрии трехфазной системы, т.е. амплитуды фазных напряжений равны;
- 3) Приближенный учет нагрузок, т.е. элементы цепи заменяются постоянными сопротивлениями;
- 4) Отсутствие качаний генераторов в течение 0,1 – 0,2 секунд с начала переходного процесса;
- 5) Пренебрежение емкостными проводимостями;
- 6) Отсутствие активных сопротивлений.

Подробный порядок рассмотрим на примере шин 110 кВ.

Перед расчетом ТКЗ, рассчитаем максимальный рабочий ток на присоединениях на основании расчета прогнозируемых электрических нагрузок (раздел 4) по следующей формуле:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{ср}}^{\text{прогн}}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (31)$$

Максимальный рабочий ток на шинах 500 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 515} = 0,34 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток на шинах 110 кВ:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{291,2}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1,46 \text{ кА}$$

Максимальный рабочий ток на шинах 35 кВ получаем исходя из мощности ТСН, который равен 1 МВА:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,015 \text{ кА}$$

### **7.3 Эквивалентирование участка шины 10кВ – шины 110 кВ**

Для того, чтобы рассчитать токи КЗ, необходимо определить эквивалентное сопротивление участка сети 10 кВ, чтобы учесть подпитку от всех АД и СД (рисунок 13). В дальнейшем, при расчете токов КЗ будем использовать полученные расчеты для добавления в итоговую схему данный участок.

Расчет начинаем с построения схемы замещения. Она должна включать в себя все элементы рассматриваемой энергосистемы, причем эти элементы должны представлять из себя электрические сопротивления. При этом, все

генерирующие элементы вводятся в схему замещения соответствующими ЭДС, а пассивные элементы – индуктивными сопротивлениями.

Общая расчетная схема для расчета токов КЗ на ПС НХЗ 500 кВ выглядит следующим образом:

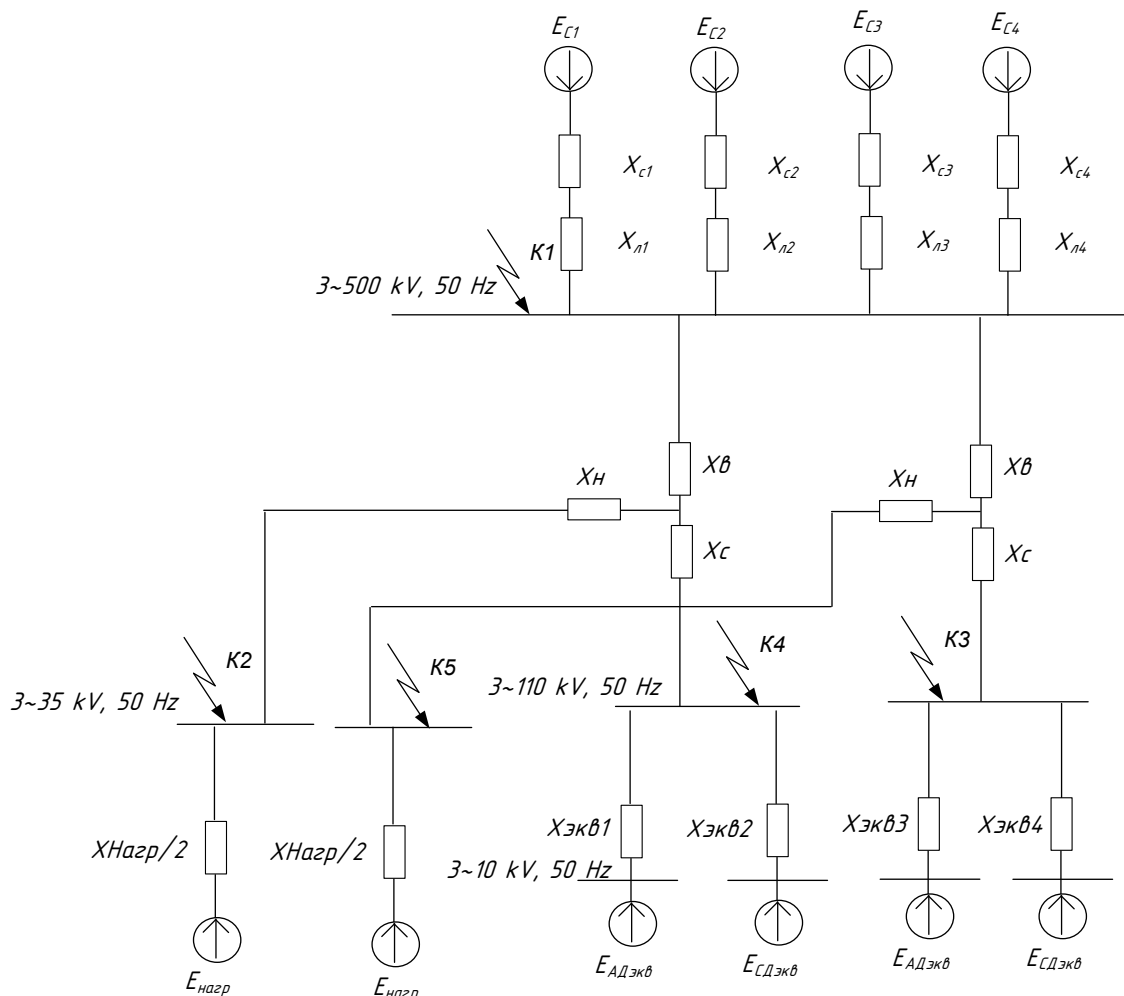


Рисунок 13 – расчетная схема замещения для расчета ТКЗ

В схеме  $X_{ЭкВ1-4}$  – эквивалентные сопротивления участков, которые мы получим, преобразуя участки напряжением 10 кВ(схема 12).

$E_{АДЭкВ, СДЭкВ}$  – эквивалентные ЭДС, полученные в ходе преобразования единичных элементов в один.

В данном подразделе будет выполнено эквивалентирование шин 10 кВ, получающих питание от Т1 (схема 12).

Схема замещения представлена на рисунке:

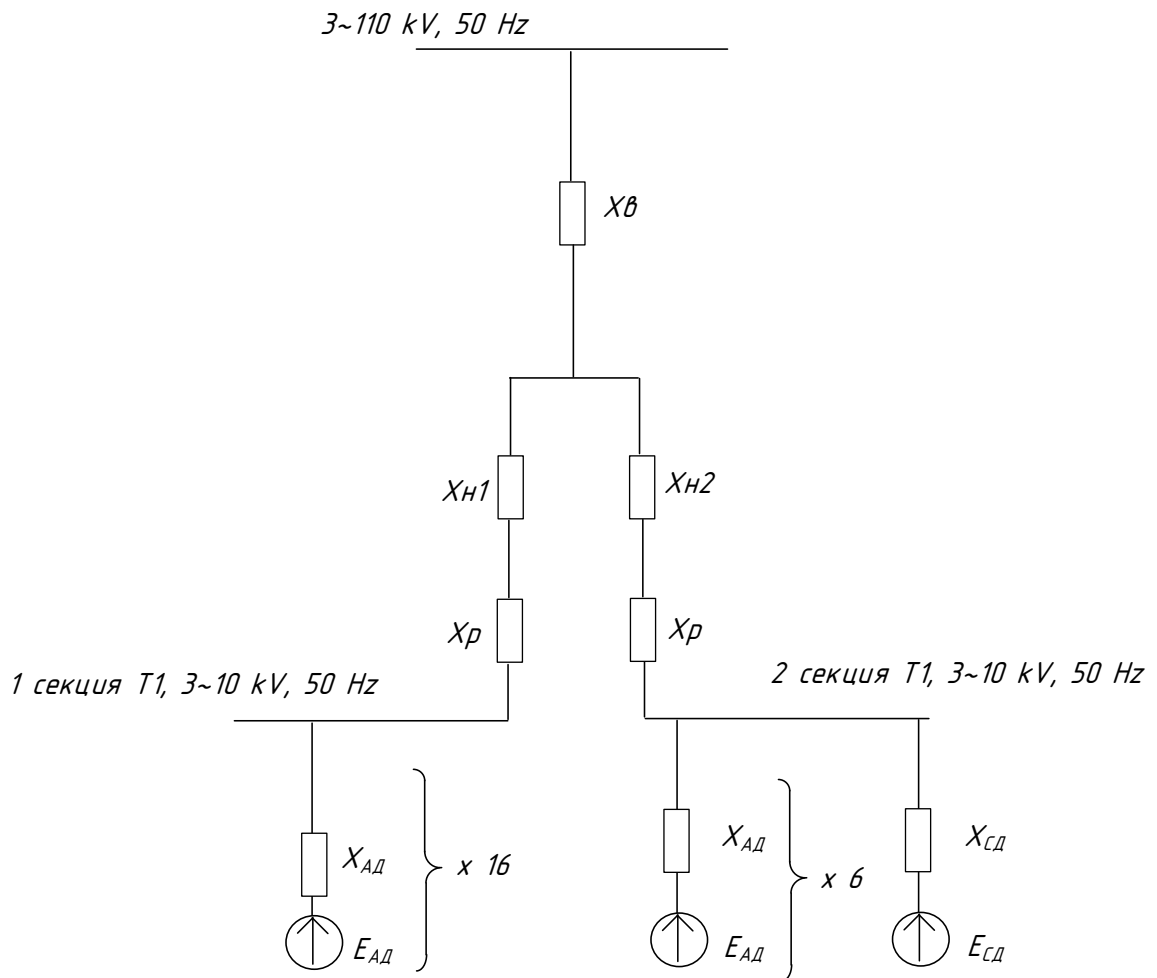


Рисунок 14 – упрощенная схема замещения для шин Т1

Так как двигатели будут эквивалентироваться, на схеме замещения для упрощения двигатели введены одним элементом на каждой шине.

Асинхронные двигатели, питающиеся от трансформаторов 10 кВ имеют следующие характеристики:

Таблица 21 – параметры асинхронных двигателей

Наименование секции шин	Обозначение АД	$U_{НОМ},$ кВ	$P_{НОМ},$ МВт	$\cos\varphi$	$\eta, \%$	$\frac{I_{П}}{I_{НОМ}}$
1	2	3	4	5	6	7
1	21-PM-2710В, С	10	1,65	0,89	96,8	5,8

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7
1	21-PM-2810В, С	10	1,1	0,89	96,4	5,5
	26-PM-1201А, В	10	0,45	0,85	95,9	6
	21-PM-5120А, В	10	0,425	0,91	96	5,8
	21-PM-5520А, В	10	0,645	0,88	96,6	5,8
	22-KM-6701	10	1,2	0,88	96,6	7
	31-KM-6600А,В	10	0,46	0,83	96,7	7
	32-PM-4009А, В	10	0,4	0,89	96,8	7
	30-KM-2300А,В	10	2	0,9	96,1	6
	31-KM-6600А,В	10	0,46	0,83	96,7	7
	31-KM-6708	10	0,5	0,9	97,1	6
	31-KM-6708	10	0,5	0,9	97,1	6
	31-PM-4009А,В	10	0,4	0,89	96,8	7
	31-KM-6600А,В	10	0,46	0,83	96,7	7

## Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7
1	31-КМ-6600А,В	10	0,46	0,83	96,7	7
2	6300-К-1301А,В,С,Д	10	2,24	0,92	96,1	6,5
	6300-К-1302А,В	10	1,25	0,922	95,8	6,5
	6300-К-1303А,В,С	10	0,5	0,87	95,5	6,3
	6300-К-1304	10	0,315	0,89	95,6	6,2
	31-КМ-4000	10	4,8	0,9	96	4,7

Синхронный двигатель у нас всего один, его характеристики приведены в таблице 22:

Таблица 22 – параметры СД

Наименование секции шин	Обозначение СД	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$P_{\text{ном}}$ , МВт	$\cos\varphi$	$\eta$ , %	$T_A$ , с	$X''_d$
2	32-ЕХМ-8400	10	14	0,95	98,5	0,0316	0,228

Трансформаторы, откуда приходит питание на РУ 10 кВ, имеют следующие характеристики:

Таблица 23 – параметры трансформаторов

Тип трансформатора	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$U_{\text{В}}$ , кВ	$U_{\text{Н}}$ , кВ	$U_{\text{К}}$ , %	$\Delta P_{\text{К}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{Х}}$ , кВт	$I_{\text{Х}}$ , %
ТРДЦН-100000/110	100	115	10,5	10,5	415	45	0,2

Реакторов в схеме два, по одному на каждую систему шин. Реактор имеет следующие характеристики:

Таблица 24 – параметры реактора

Тип реактора	$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$I_{\text{НОМ}}$ , А	$X_{\text{р}}$ , Ом
РТСТ-10-4000-0,1	10	4000	0,1

### 7.3.1 Определение параметров схемы замещения

Расчеты будем проводить в относительных единицах приближенным способом. Зададимся следующими базисными величинами:

$$S_{\text{б}} = 1000 \text{ МВА};$$

$$U_{\text{б}} = 115 \text{ кВ}.$$

Тогда базисный ток для нашего напряжения:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б(ср)}}} \quad (32)$$

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



В сверхпереходном режиме СД замещаются сверхпереходными ЭДС  $E_{Г1}$  и сверхпереходными сопротивлениями  $X''_d$ . ЭДС принимаем равной  $E''_{*Г} = 1,13$  о.е.

Формула для сопротивления СД имеет вид:

$$X_{*СД} = X''_d \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} = X''_d \cdot \frac{S_6 \cdot \cos \phi_{НОМ}}{P_{НОМ}} \quad (33)$$

$$X_{*СД} = 0,228 \cdot \frac{1000 \cdot 0,95}{14} = 15,47 \text{ о.е.}$$

Расчетные выражения для двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения выглядят следующим образом:

$$X_B = 0,01(U_{кВ-Н} - 0,25U_{кН1-Н2}) \quad (34)$$

$$X_{Н1} = X_{Н2} = 0,005U_{кН1-Н2} \quad (35)$$

$$U_{кВ-Н} = 23 \%$$

$$U_{кН1-Н2} = 42\%$$

$$X_B = 0,01(23 - 0,25 \cdot 42) = 0,125 \%$$

$$X_{Н1} = X_{Н2} = 0,005 \cdot 42 = 0,21 \%$$

Сопротивление обмотки находится по формуле:

$$X_{*Г} = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (36)$$

$$X_{*ТВ} = 0,125 \cdot \frac{1000}{100} = 1,25 \text{ о.е.}$$

$$X_{*ТН1} = X_{*ТН2} = 0,21 \cdot \frac{1000}{100} = 2,1 \text{ о.е.}$$

В сверхпереходном режиме двигателя замещаются сверхпереходными ЭДС  $E_{*АД}$  и сверхпереходными сопротивлениями  $X''_d$ . ЭДС принимаем равной  $E''_{*АД} = 0,9 \text{ о.е.}$

Формула для сопротивлений двигателя имеет вид:

$$X_{*АД} = \frac{S_6}{S_{НОМ} \cdot K_{П}} = \frac{S_6 \cdot \cos \varphi_{НОМ}}{P_{НОМ} \cdot K_{П}} \quad (37)$$

Найдем все сопротивления СД для первой секции шин:

$$X_{*АД1} = \frac{1000 \cdot 0,89}{1,65 \cdot 5,8} = 93 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД2} = \frac{1000 \cdot 0,89}{1,1 \cdot 5,5} = 147,1 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД3} = \frac{1000 \cdot 0,85}{0,45 \cdot 6} = 315 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД4} = \frac{1000 \cdot 0,91}{0,425 \cdot 5,8} = 369 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД5} = \frac{1000 \cdot 0,88}{0,645 \cdot 5,8} = 235,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД6} = \frac{1000 \cdot 0,88}{1,2 \cdot 7} = 105 \text{ о.е.}$$

$$X_{*АД7} = \frac{1000 \cdot 0,83}{0,46 \cdot 7} = 258 \text{ о.е.}$$

$$X_{*AD8} = \frac{1000 \cdot 0,89}{0,4 \cdot 7} = 320 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD9} = \frac{1000 \cdot 0,9}{2 \cdot 6} = 75 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD10} = \frac{1000 \cdot 0,83}{0,46 \cdot 7} = 257,7 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD11} = \frac{1000 \cdot 0,9}{0,5 \cdot 6} = 300 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD12} = \frac{1000 \cdot 0,9}{0,5 \cdot 6} = 300 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD13} = \frac{1000 \cdot 0,89}{0,4 \cdot 7} = 312 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD14} = \frac{1000 \cdot 0,83}{0,46 \cdot 7} = 257,7 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD15} = \frac{1000 \cdot 0,83}{0,46 \cdot 7} = 257,7 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD16} = \frac{1000 \cdot 0,83}{0,46 \cdot 7} = 257,7 \text{ о. е.}$$

Для второй секции шин:

$$X_{*AD1} = \frac{1000 \cdot 0,92}{2,24 \cdot 6,5} = 63,2 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD2} = \frac{1000 \cdot 0,922}{1,25 \cdot 6,5} = 113,5 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD3} = \frac{1000 \cdot 0,87}{0,5 \cdot 6,3} = 276,2 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD4} = \frac{1000 \cdot 0,89}{0,315 \cdot 6,2} = 456 \text{ о. е.}$$

$$X_{*AD5} = \frac{1000 \cdot 0,9}{4,8 \cdot 4,7} = 40 \text{ о. е.}$$

Реакторы вводятся в схему замещения с сопротивлением:

$$X_{*P} = X_P \cdot \frac{I_{\text{баз}}}{I_{\text{ном}}} \quad (38)$$

$$X_{*P} = 0,1 \cdot \frac{5}{4} = 0,13 \text{ о. е.}$$

### 7.3.2 Эквивалентирование схемы замещения

Для расчета токов КЗ нам необходимо нашу схему привести к простейшему виду, т.е. выполнить ее эквивалентирование. Схему будем упрощать, используя базовые приемы из теории цепей.

Выполним преобразования на 1 секции шин. Подробная схема замещения для первой шины Т1 выглядит следующим образом:

Все элементы расположены параллельно относительно друг друга. Посчитаем эквивалентное сопротивление. В общем виде, сопротивление будет считаться по одинаковой для всех элементов формуле параллельного соединения элементов:

$$X = \frac{X \cdot X_n}{X + X_n} \quad (39)$$

$$X_1 = \frac{X_{AD1} \cdot X_{AD2}}{X_{AD1} + X_{AD2}} \quad (40)$$

1 СЕКЦІЯ, 3~10 КВ, 3U ПЗ

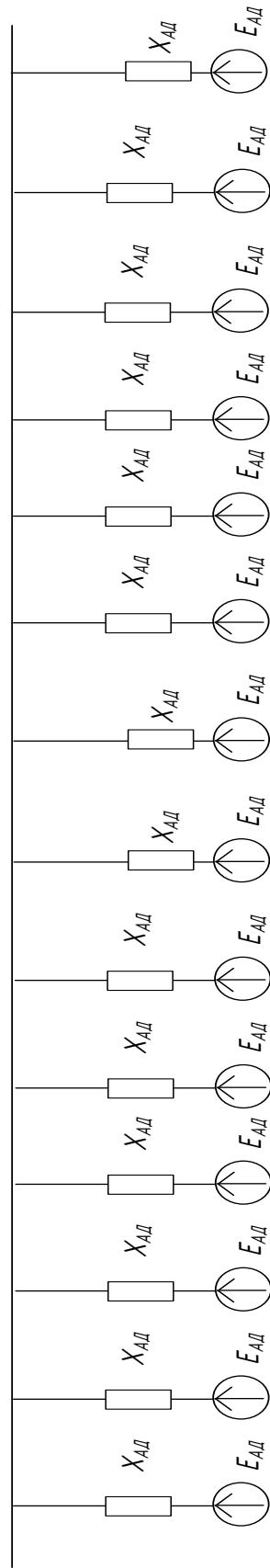


Рисунок 15 – схема замещения для 1 секции шин Т1

$$X_1 = \frac{9,3 \cdot 14,7}{9,3 + 14,7} = 57 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = \frac{X_{\text{Адз}} \cdot X_1}{X_{\text{Адз}} + X_1} \tag{41}$$

$$X_2 = \frac{5,7 \cdot 31,5}{5,7 + 31,5} = 48,2 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{4,82 \cdot 36,9}{4,82 + 36,9} = 42,6 \text{ о.е.}$$

Подробный расчет приведен в приложении. Все сопротивления приведены в таблице:

Таблица 25 – значения сопротивлений в результате преобразований на первой секции шин Т1

Наименование сопротивления	Значение, о.е.
1	2
$X_1$	57
$X_2$	48,2
$X_3$	42,6
$X_4$	36
$X_5$	26,8
$X_6$	24,3
$X_7$	22,6
$X_8$	17,3
$X_9$	16,2
$X_{10}$	15,4
$X_{11}$	14,7

1	2
$X_{12}$	14
$X_{13}$	13,3
$X_{14}$	12,6
$X_{15}$	12

Таким же образом выполним эквивалентирование второй секции шин. Таблица 26 - значения сопротивлений в результате преобразований на 2 секции шин Т1

Наименование сопротивления	Значение, о.е.
$X_1$	40,6
$X_2$	35,4
$X_3$	33
$X_4$	18

Рассчитаем эквивалентную ЭДС АД и СД. Формула для нахождения эквивалентной ЭДС имеет вид:

$$E_{\text{ЭКВ}} = \frac{\sum Y_k \cdot E_k}{Y_{\text{ЭКВ}}} \quad (42)$$

$$\text{Где } Y_{\text{ЭКВ}} = Y_1 + Y_2 + \dots + Y_n \quad (43)$$

$$Y_n = \frac{1}{X_n} \quad (44)$$

$$E_{\text{ЭКВАД1}} = \frac{0,9 \cdot 0,082}{12} = 0,006 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{ЭКВАД2}} = \frac{0,9 \cdot 0,055}{18} = 0,002 \text{ о. е.}$$

Столь малые значения получились по причине того, что за базисную мощность была принята мощность 1000 МВА – она нам необходима при дальнейшем расчете токов на шинах 500 кВ.

Таким образом, получаем следующую схему замещения для первого трансформатора 10 кВ, получающего питание от шины 110 кВ:

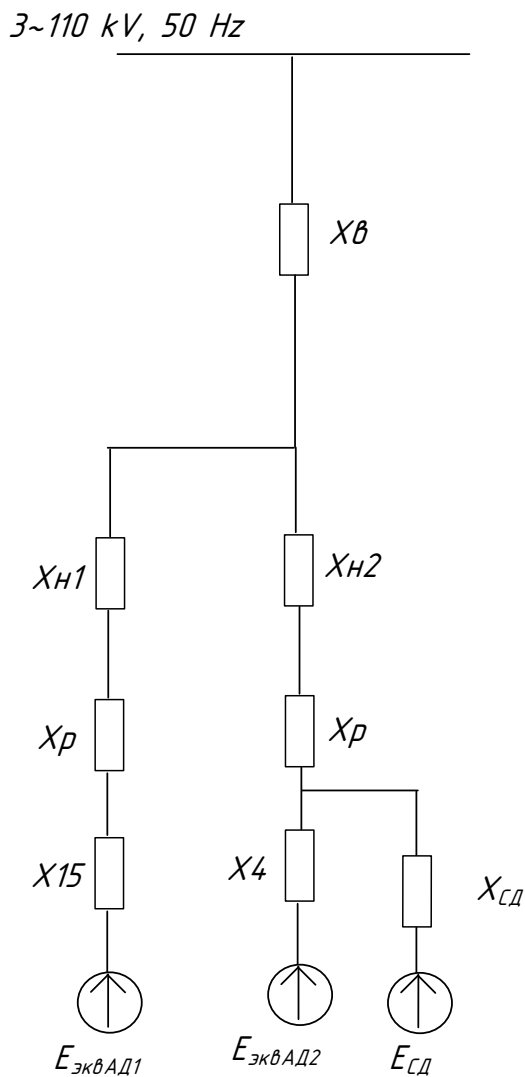


Рисунок 16 – схема замещения после преобразований

Найдем эквивалентные сопротивления последовательных участков:

$$X_2 = x_{15} + x_p + x_{н1} \tag{45}$$

$$X_2 = 12 + 2,1 + 1,3 = 15,4 \text{ о. е.}$$



$$X_3 = x_p + x_{H2} \quad (46)$$

$$X_3 = 2,1 + 1,3 = 3,4 \text{ о. е.}$$

Заменяем нашу трехлучевую звезду двухлучевой.

$$X_{зв1} = X_4 + X_3 + \frac{X_4 \cdot X_3}{X_{CD}} \quad (47)$$

$$X_{зв1} = 18 + 3,4 + \frac{18 \cdot 3,4}{15,4} = 25,3 \text{ о. е.}$$

$$X_{зв2} = X_{CD} + X_3 + \frac{X_{CD} \cdot X_3}{X_4} \quad (48)$$

$$X_{зв2} = 15,4 + 3,4 + \frac{15,4 \cdot 3,4}{18} = 22 \text{ о. е.}$$

Получаем следующую схему:

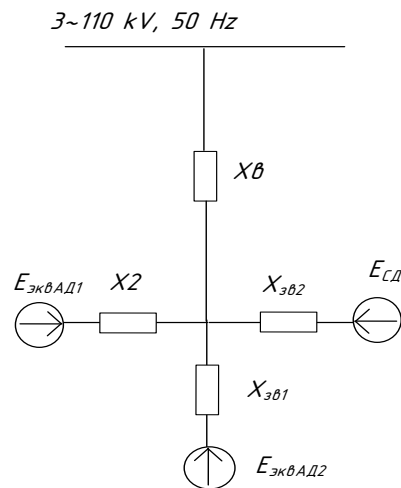


Рисунок 17 – схема замещения после эквивалентирования АД

Выполним следующее преобразование:

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{X_2 \cdot X_{\text{ЗВ1}}}{X_2 + X_{\text{ЗВ1}}} \quad (49)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{25,3 \cdot 15,4}{25,3 + 15,4} = 10 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ЭКВАД}} = \frac{E_{\text{ЭКВАД1}} \cdot X_{\text{ЗВ1}} + E_{\text{ЭКВАД2}} \cdot X_2}{X_{\text{ЗВ1}} + X_2} \quad (50)$$

$$E_{\text{ЭКВАД}} = \frac{0,006 \cdot 25,3 + 0,002 \cdot 15,4}{25,3 + 15,4} = 0,004 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЗВ11}} = X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{В}} + \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{В}}}{X_{\text{СД}}} \quad (51)$$

$$X_{\text{ЗВ11}} = 10 + 1,25 + \frac{1,25 \cdot 10}{15,4} = 12 \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{ЗВ22}} = X_{\text{СД}} + X_{\text{В}} + \frac{X_{\text{СД}} \cdot X_{\text{В}}}{X_{\text{ЭКВ1}}} \quad (52)$$

$$X_{\text{ЗВ22}} = 15,4 + 1,25 + \frac{15,4 \cdot 1,25}{10} = 18,6 \text{ о.е.}$$

Получаем нашу итоговую схему:

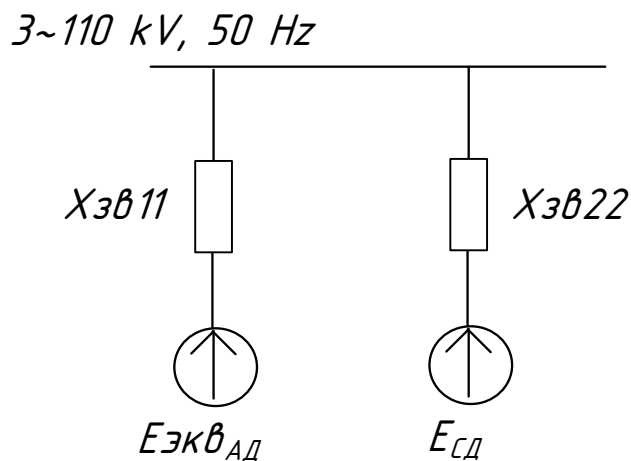


Рисунок 18 – итоговая схема замещения для Т1

Аналогичным образом рассчитаем сопротивления для других шин 10 кВ, которые питаются от трансформаторов 2 и 3:

Таблица 27 – параметры сопротивлений для секций шин Т2

1 секция шин		2 секция шин	
Наименование эквивалентированного сопротивления	Значение, о.е.	Наименование эквивалентированного сопротивления	Значение, о.е.
X <sub>1</sub>	54	X <sub>1</sub>	57
X <sub>2</sub>	29	X <sub>2</sub>	48
X <sub>3</sub>	23,2	X <sub>3</sub>	42
X <sub>4</sub>	21,4	X <sub>4</sub>	36
X <sub>5</sub>	20	X <sub>5</sub>	32
-	-	X <sub>6</sub>	23
-	-	X <sub>7</sub>	20
-	-	X <sub>8</sub>	19
-	-	X <sub>9</sub>	18
-	-	X <sub>10</sub>	17
-	-	X <sub>11</sub>	16
-	-	X <sub>12</sub>	11

Приводим схему замещения к следующему виду:

3~110 kV, 50 Hz

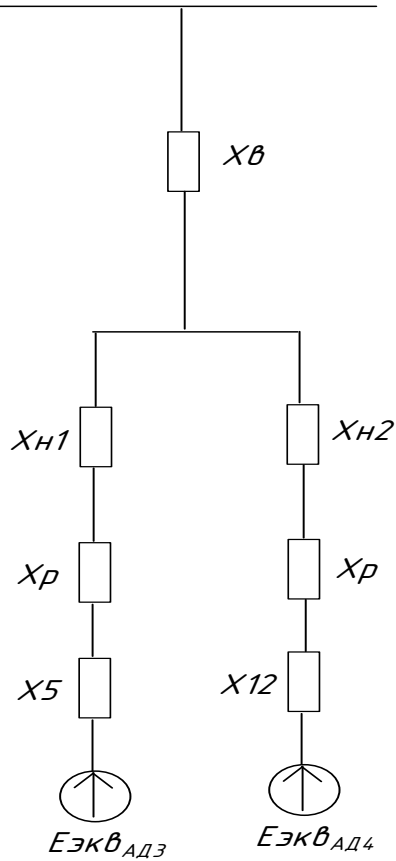


Рисунок 19 – эквивалентная схема после преобразований

Находим остальные элементы схемы:

$$E_{\text{ЭКВАД3}} = \frac{0,9 \cdot 0,19}{20} = 0,0045 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{ЭКВАД4}} = \frac{0,9 \cdot 0,53}{11} = 0,04 \text{ о. е.}$$

$$X_1 = x_5 + x_p + x_{H1} \quad (53)$$

$$X_1 = 20 + 2,1 + 1,3 = 23,4 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = x_{12} + x_p + x_{H2} \quad (54)$$

$$X_2 = 11 + 2,1 + 1,3 = 14,4 \text{ о. е.}$$

$$X_3 = \frac{X_2 \cdot X_1}{X_2 + X_1} \quad (55)$$

$$X_3 = \frac{14,4 \cdot 23,4}{14,4 + 23,4} = 9 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = X_3 + X_B \quad (56)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = 9 + 1,25 = 10,25 \text{ о. е.}$$

Таким образом, построим схему замещения для первой секции шин 110 кВ с учетом Т1-3:

*3~110 kV, 50 Hz*

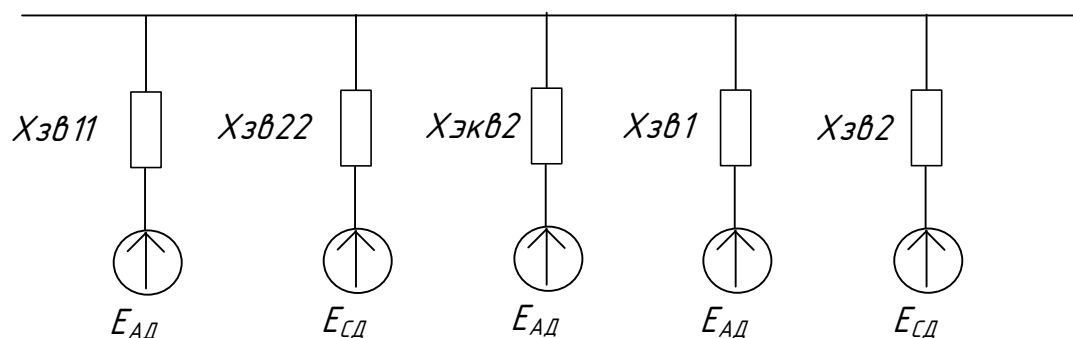


Рисунок 20 – схема замещения для первой шины 110 кВ

Где,  $X_{зв1} = 12,6 \text{ о. е.}$

$X_{зв2} = 17,6 \text{ о. е.}$

7.3.3 Составление схемы замещения эквивалентной сети для второй секции шин 110 кВ

Сведем в таблицу информацию о всех двигателях, питающихся от трансформаторов на ГПП-2

Таблица 28 – Параметры АД, питающихся от второй секции шин 110 кВ

Транс-форматор	Наименование секции шин	Обозначение АД	U <sub>НОМ</sub> , кВ	P <sub>НОМ</sub> , МВт	cosφ	$\frac{I_{II}}{I_{НОМ}}$
1	2	3	4	5	6	7
1	1	26-PM2001	10	3	0,81	5,8
		26-PM2001	10	3	0,81	5,8
		41-BLM-4001A	10	0,46	0,83	7
		41-КМ-5001	10	1	0,89	7
		41-PM-3001	10	0,7	0,87	7
		41-PM-3002	10	0,7	0,87	7
		41-BLM-4001B	10	0,46	0,83	7
	2	6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		51-EXM-8101	10	9,3	0,9	5,4
		56-КМ-1001A	10	0,56	0,88	5
		51-PM-2001	10	1,2	0,88	4,6
		51-КМ-8001A	10	0,315	0,86	5,9
		51-КМ-8001A	10	0,315	0,86	5,9

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7
1	2	51-KM-9001B	10	0,53	0,88	5,5
		51-KM-9001B	10	0,53	0,88	5,5
2	1	6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		51-EXM-8101	10	9,3	0,9	5,4
		56-KM-1001A	10	0,56	0,88	5
		51-PM-2001	10	1,2	0,88	4,6
		51-KM-8001A	10	0,315	0,86	5,9
		51-KM-8001A	10	0,315	0,86	5,9
		51-KM-9001B	10	0,53	0,88	5,5
		51-KM-9001B	10	0,53	0,88	5,5
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2
		6202-P	10	2,7	0,85	5,2

1	2	3	4	5	6	7
2	2	27-КМ-1201А	10	0,4	0,89	6,2
3	1	27-КМ-1201А	10	0,4	0,89	6,2
	2	41-КМ-5001	10	1	0,89	7
		41-РМ-3001	10	0,7	0,87	7
		41-РМ-3002	10	0,7	0,87	7
		41-ВЛМ-4001В	10	0,46	0,83	7
		41-ВЛМ-4001В	10	0,46	0,83	7
		26-РМ2001	10	3	0,81	5,8
		26-РМ2001	10	3	0,81	5,8
26-РМ2001	10	3	0,81	5,8		

Таблица 29 - Параметры СД, питающихся от второй секции шин 110 кВ

трансформатор	Наименование секции шин	Обозначение СД	$U_{ном},$ кВ	$P_{ном},$ МВт	$cos\varphi$	$X''_d$
2	2	32-ЕХМ-8400	10	14	0,95	0,228
3	1	32-ЕХМ-8400	10	14	0,95	0,228
		32-ЕХМ-8400	10	14	0,95	0,228

Расчет сопротивлений стороны 10 кВ приведен в приложении. Сведем полученные значения в таблицу:



Таблица 30 – Параметры сопротивлений схемы

Секция шин	Наименование сопротивления	Значение, о.е.
1	$X_{ЗВ11}$	12
	$X_{ЗВ22}$	18,6
	$X_{ЭКВ2}$	10,25
2	$X_{ЗВ1}$	12,6
	$X_{ЗВ2}$	17,6
3	$X_{ЭКВ1}$	17,72
	$X_{ЭКВТ1}$	6,56
4	$X_{ЭКВТТ1}$	8,6
	$X_{ЗВ1111}$	10
	$X_{ЗВ2222}$	14
	$X_{ЗВ11111}$	16

#### 7.3.4 Эквивалентирование шин 110 кВ

В результате преобразований, выполненных ранее, получаем схему замещения для 1 и 2 секции шин 110 кВ, рисунок 21.

Выполним последние преобразования:

$$X_1 = \frac{X_{ЗВ11} \cdot X_{ЭКВ2}}{X_{ЗВ11} + X_{ЭКВ2}} \quad (57)$$

$$X_1 = \frac{12 \cdot 10,25}{12 + 10,25} = 0,6 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = \frac{X_{ЭКВ1} \cdot X_{ЭКВТ1}}{X_{ЭКВ1} + X_{ЭКВТ1}} \quad (58)$$

$$X_2 = \frac{17,7 \cdot 6,5}{17,7 + 6,5} = 5 \text{ о. е.}$$

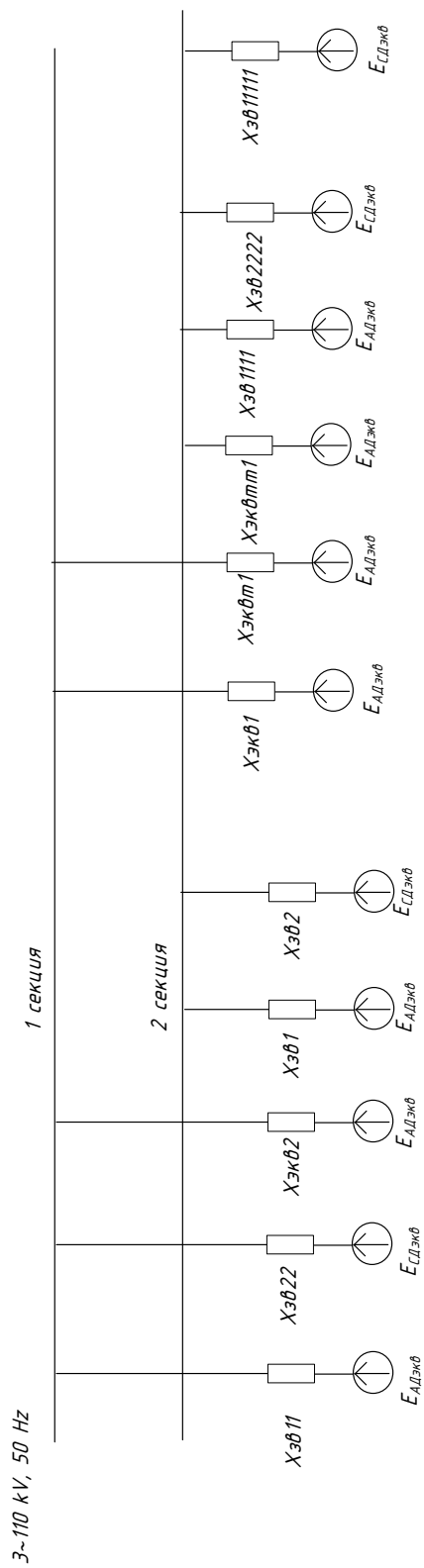


Рисунок 21 – схема замещения для шин 110 кВ

$$X_3 = \frac{X_{\text{ЭКВТТ1}} \cdot X_{\text{ЗВ1111}}}{X_{\text{ЭКВТТ1}} + X_{\text{ЗВ1111}}}$$

(59)

$$X_3 = \frac{8,6 \cdot 10}{8,6 + 10} = 4,6 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = \frac{X_{3B2222} \cdot X_{3B11111}}{X_{3B2222} + X_{3B11111}} \quad (60)$$

$$X_4 = \frac{14 \cdot 16}{14 + 16} = 7,4$$

Схема примет следующий вид:

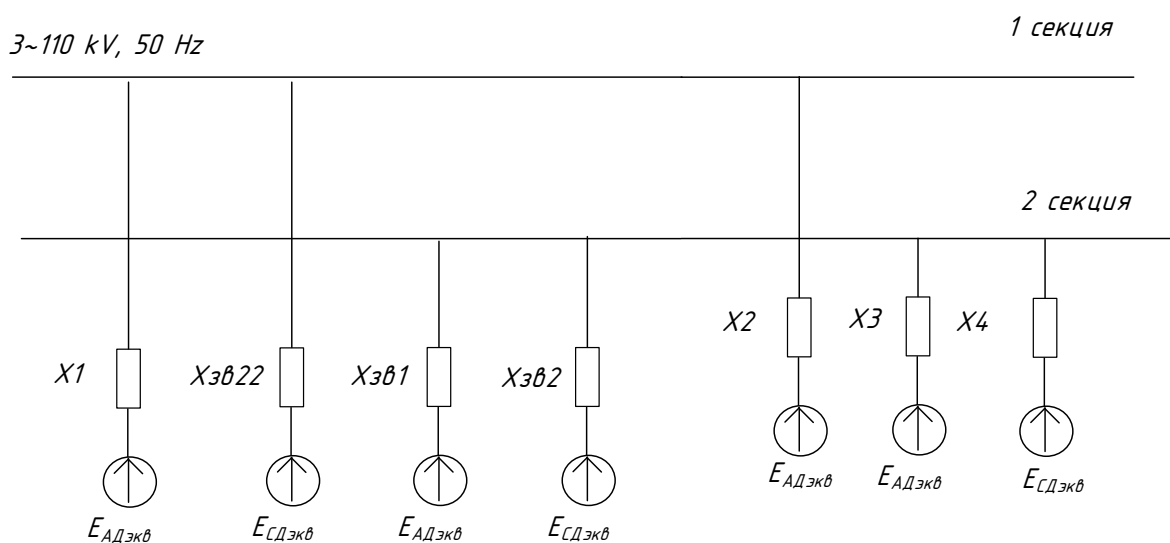


Рисунок 22 - схема замещения после преобразований

$$X_{12} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \quad (61)$$

$$X_{12} = \frac{0,6 \cdot 5}{0,6 + 5} = 0,5 \text{ о. е.}$$

$$X_{34} = \frac{X_3 \cdot X_{3B1}}{X_3 + X_{3B1}} \quad (62)$$

$$X_{34} = \frac{4,6 \cdot 12,6}{4,6 + 12,6} = 3,4 \text{ о. е.}$$

$$X_{56} = \frac{X_4 \cdot X_{ЭВ2}}{X_4 + X_{ЭВ2}} \quad (63)$$

$$X_{56} = \frac{17,6 \cdot 7,4}{17,6 + 7,4} = 5,2 \text{ о.е.}$$

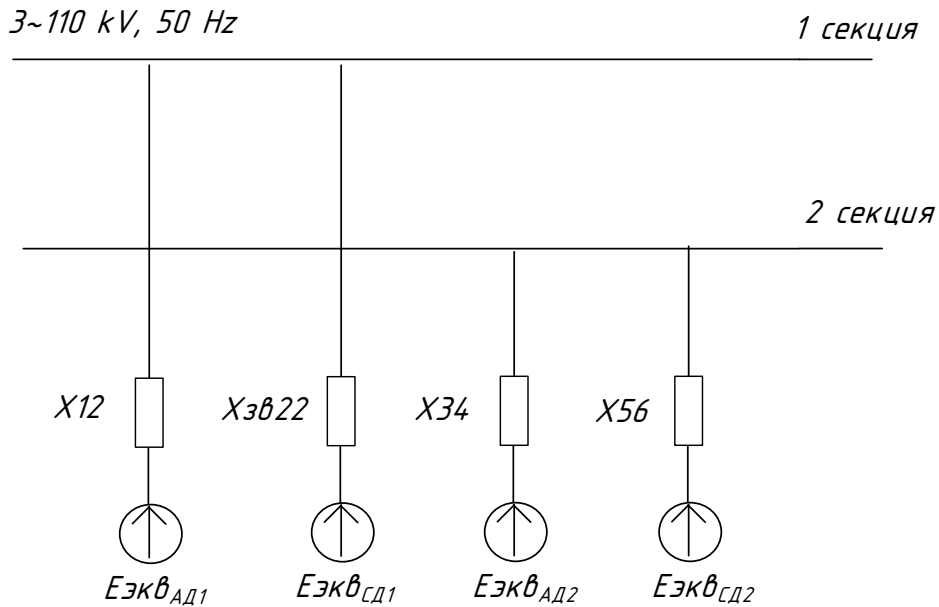


Рисунок 23 – схема замещения для шин 110 кВ после преобразований

Где  $E_{ЭквАД1} = 0,0002$  о.е.

$E_{ЭквАД2} = 0,0004$  о.е.

$E_{ЭквСД1} = 0,02$  о.е.

$E_{ЭквСД2} = 0,045$  о.е.

Таким образом, все сопротивления элементов на шинах 110 кВ известны, и теперь не составит труда учесть их при расчете ТКЗ на ПС.

## 7.4 Определение параметров схемы замещения прямой последовательности

Схема замещения для расчета ТКЗ была приведена в начале подраздела. Расчет будем вести для точки КЗ К1. Зададимся следующими базисными величинами:

$$S_{\text{базисн.}} = 1000 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{б}} = 515 \text{ кВ}$$

Тогда базисный ток будет равен:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б(ср)}}} \quad (64)$$

$$I_{\text{б}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 1,12 \text{ кА}$$

### 7.4.1 Автотрансформатор

Наш автотрансформатор имеет следующие характеристики:

Таблица 31 – параметры автотрансформатора

Тип автотрансформатора	АТДЦТН-250000/500/110/35	
1	2	
$S_{\text{ном}}$ , МВА	250	
$U$ , кВ	$U_{\text{В}}$	500
	$U_{\text{С}}$	121
	$U_{\text{Н}}$	35
$U_{\text{к}}$ , %	$U_{\text{кВ-Н}}$	33,7
	$U_{\text{кВ-С}}$	13

1	2	
$U_K, \%$	$U_{KC-H}$	19,4
$\Delta P_K, \text{кВт}$	$\Delta P_{KB-H}$	169
	$\Delta P_{KB-C}$	580
	$\Delta P_{KC-H}$	151

Для автотрансформатора имеем следующие расчетные выражения:

$$X_B = 0,005(U_{KB-H} + U_{KB-C} - U_{KC-H}) \quad (65)$$

$$X_C = 0,005(U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) \quad (66)$$

$$X_H = 0,005(U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) \quad (67)$$

$$X_B = 0,005(33,7+13-19,4) = 0,136$$

$$X_C = 0,005(13 + 19,4 - 33,7) = 0$$

$$X_H = 0,005(33,7+19,4-13) = 0,2$$

Найдем сопротивление каждой обмотки трансформатора:

$$X_{*TB} = 0,136 \cdot \frac{1000}{250} = 0,54 \text{ о. е.}$$

$$X_{*TC} = 0 \text{ о. е.}$$

Сопротивление средней обмотки принимаем равной нулю благодаря взаимному влиянию соседних обмоток [17].

$$X_{*TH} = 0,2 \cdot \frac{1000}{250} = 0,8 \text{ о. е.}$$

#### 7.4.2 Система

Системой называется та часть схемы, в которой сосредоточена преобладающая часть генерирующей мощности. Обычно, за систему принимают источник бесконечной мощности  $S_{\text{сист}} = \infty$  с нулевым сопротивлением  $X_c = 0$ . Однако, если системой нельзя пренебречь, как в нашем случае, то сопротивление системы для прямой и обратной последовательности имеет следующий вид:

$$X_{1C*} = \frac{S_6}{S_{K3}} \quad (68)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{K3} \quad (69)$$

В нашем случае, токи подпитки известны:

$$I_{K31} = 6,76 \text{ кА}$$

$$I_{K32} = 5,63 \text{ кА}$$

$$I_{K33} = 9,31 \text{ кА}$$

$$I_{K34} = 8,54 \text{ кА}$$

Тогда мощность КЗ будет равняться:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot 515 \cdot 6,76 = 6000 \text{ МВА}$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot 515 \cdot 5,63 = 5021 \text{ МВА}$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 515 \cdot 9,31 = 8304 \text{ МВА}$$

$$S_{K34} = \sqrt{3} \cdot 515 \cdot 8,54 = 7617 \text{ МВА}$$

$$X_{C1*} = \frac{1000}{6000} = 0,16 \text{ о. е.}$$

$$X_{C2*} = \frac{1000}{5021} = 0,2 \text{ о. е.}$$

$$X_{C3*} = \frac{1000}{8304} = 0,12 \text{ о. е.}$$

$$X_{C4*} = \frac{1000}{7617} = 0,13 \text{ о. е.}$$

За этими сопротивлениями считаются подключенные источники с ЭДС равной одному  $E_{C*} = 1$ .

#### 7.4.3 Линии электропередач

Сопротивление прямой (обратной) последовательности линии электропередачи, приведенное к базисным условиям, находится по формуле:

$$X_{L*} = X_{уд} \cdot L \frac{S_B}{U_{CP}^2}, \quad (70)$$

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

$L$  – длина линии, км;

$U_{CP}$  – среднее напряжение в месте установки элемента, кВ.



Таблица 32 – Параметры проводов на приходящих линиях

Наименование линии	Марка провода	Длина, км	Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км	Удельное активное сопротивление, Ом/км
Иртыш-ПС	АС-400/51	10	0,42	0,073
Демьянская-ПС	АС-400/51	158,5	0,42	0,073
Тюмень-ПС	АС-300/39	240	0,43	0,096
Нелым-ПС	АС-300/39	170	0,43	0,096

$$X_{Л1*} = 0,42 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2*} = 0,42 \cdot 158,5 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,25 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л3*} = 0,43 \cdot 240 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,38 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л4*} = 0,43 \cdot 170 \cdot \frac{1000}{515^2} = 0,27 \text{ о.е.}$$

#### 7.4.4 Нагрузка

Нагрузки в схему замещения входят как источники с параметрами  $E''_{Н*} = 0,85 \text{ о.е.}; X''_{Н*} = 0,35 \text{ о.е.};$

Приведение сопротивлений нагрузки к базисным условиям выполняется по формуле:

$$X_{*Н} = X''_{Н*} \cdot \frac{S_б}{S_H} \tag{71}$$

$$X_{*Н} = 0,35 \cdot \frac{1000}{10} = 35 \text{ о.е.}$$

## 7.5 Эквивалентирование схемы замещения прямой последовательности

Для других ступеней напряжения имеем:

$$U_{62} = 37 \text{ кВ}$$

$$U_{63} = U_{64} = 115 \text{ кВ}$$

$$I_{62} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ кА}$$

$$I_{634} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5 \text{ кА}$$

Токи необходимы для пересчета тока КЗ к напряжению той ступени, где мы находим ток.

Сведем всю схему к точке КЗ К1:

$$x_a = X_{Л1*} + X_c \quad (72)$$

$$x_a = 0,015 + 0,16 = 0,175 \text{ о. е.}$$

$$x_b = X_{Л2*} + X_c \quad (73)$$

$$x_b = 0,25 + 0,2 = 0,45 \text{ о. е.}$$

$$x_b = X_{Л3*} + X_c \quad (74)$$

$$x_b = 0,38 + 0,12 = 0,5 \text{ о. е.}$$

$$x_c = X_{Л4*} + X_c \quad (75)$$

$$x_c = 0,27 + 0,13 = 0,4 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{x_a \cdot x_b}{x_a + x_b} \quad (76)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,175 \cdot 0,45}{0,175 + 0,45} = 0,126 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{x_b \cdot x_c}{x_b + x_c} \quad (77)$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{0,4 \cdot 0,5}{0,4 + 0,5} = 0,22 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ}}} \quad (78)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{0,22 \cdot 0,126}{0,22 + 0,126} = 0,19 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{с.ЭКВ.}} = \frac{12,43}{5} = 2,5 \text{ о. е.}$$

Выполним эквивалентирование шин 110 кВ:

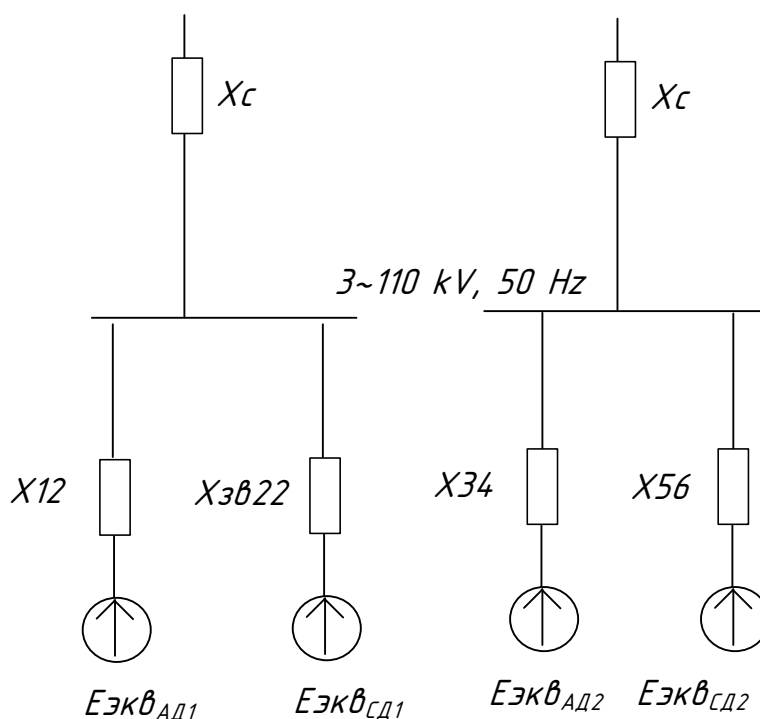


Рисунок 24 – схема замещения шин 110 кВ

Так как индуктивное сопротивление средней обмотки автотрансформатора равно нулю, будем преобразовывать две трехлучевые звезды в двухлучевые:

$$X_1 = X_{зв22} + X_B + \frac{X_{зв22} \cdot X_B}{X_{12}} \quad (79)$$

$$X_1 = 18,6 + 0,54 + \frac{18,6 \cdot 0,54}{0,5} = 39 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = X_{12} + X_B + \frac{X_{12} \cdot X_B}{X_{зв22}} \quad (80)$$

$$X_2 = 0,5 + 0,54 + \frac{0,5 \cdot 0,54}{18,6} = 1 \text{ о. е.}$$

$$X_3 = 1,3 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = 1,76 \text{ о. е.}$$

$$X_{5,6} = \frac{X_{\text{нагр}}}{2} + X_{\text{H}} \quad (81)$$

$$X_{5,6} = \frac{35}{2} + 0,8 = 18,3 \text{ о. е.}$$

$$X_7 = \frac{X_5 \cdot X_6}{X_5 + X_6} \quad (82)$$

$$X_7 = \frac{18,3^2}{18,3 \cdot 2} = 9,15 \text{ о. е.}$$

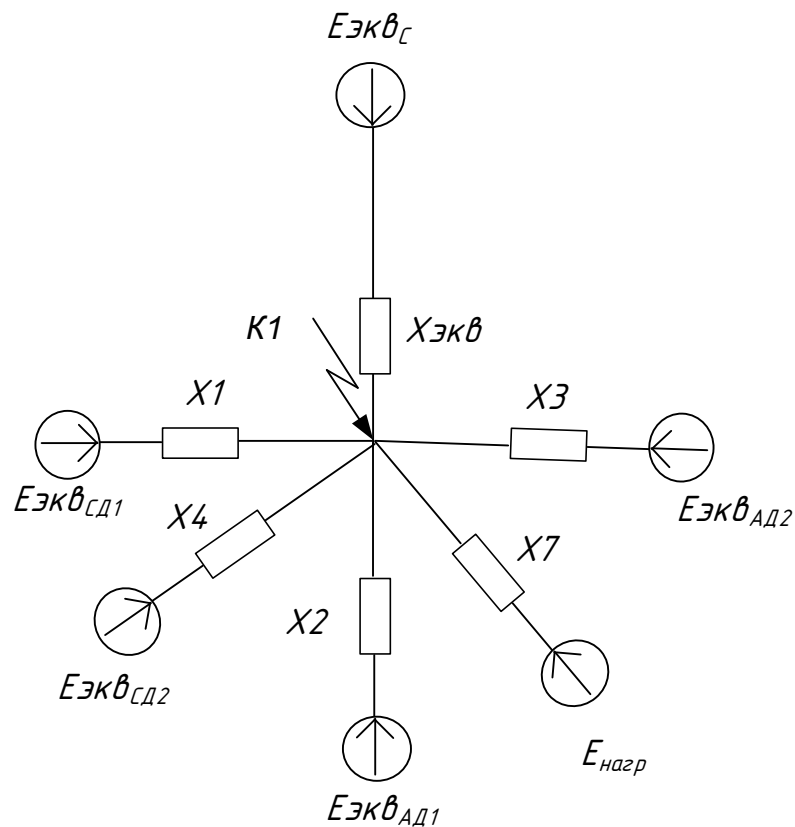


Рисунок 25 – преобразованная схема замещения прямой последовательности

$$X_{41} = \frac{X_1 \cdot X_4}{X_1 + X_4} \quad (83)$$

$$X_{41} = \frac{39 \cdot 1,76}{39 + 1,76} = 1,68 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{ЭКВСД}} = \frac{0,02 \cdot 1,76 + 0,045 \cdot 39}{1,68} = 1,06 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{ЭКВАД}} = \frac{0,0002 \cdot 1,3 + 0,0004}{0,55} = 0,012 \text{ о. е.}$$

$$X_{32} = \frac{X_3 \cdot X_2}{X_3 + X_2} \quad (84)$$

$$X_{32} = \frac{1,23}{1,23 + 1} = 0,55 \text{ о. е.}$$

$$E_{\text{ЭКВАД}} = \frac{0,0002 \cdot 1,3 + 0,0004}{0,55} = 0,012 \text{ о. е.}$$

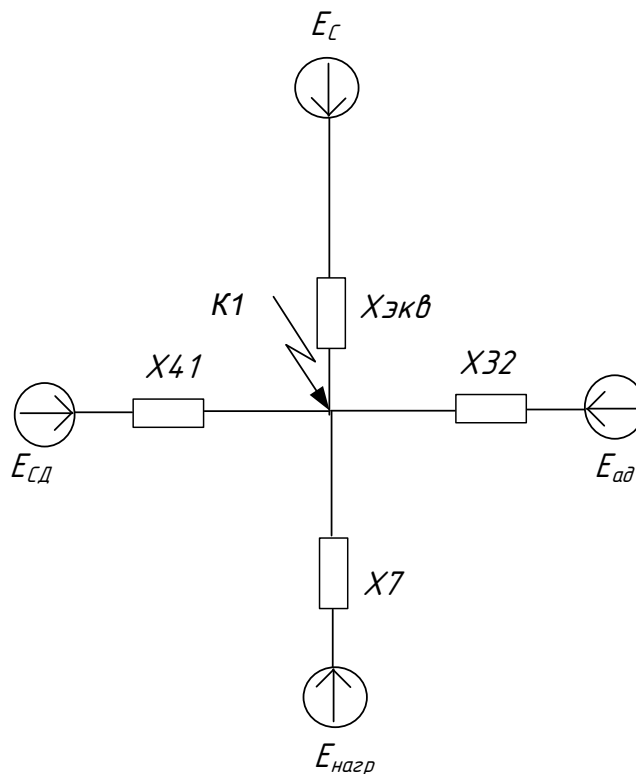


Рисунок 26 – окончательная схема замещения прямой последовательности

Найдем значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ. Из первого закона Кирхгофа, он будет равен сумме подтекающих к нашей точке КЗ токов от разных источников. Формула для нахождения периодической составляющей трехфазного тока КЗ выглядит следующим образом:

$$I_{\text{Пoi}}^{(3)} = \frac{E_*}{X_{i*}} \cdot I_{61} \quad (85)$$

$$I_{\text{ПОСД}}^{(3)} = \frac{1,06}{1,68} \cdot 1,12 = 0,77 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОАД}}^{(3)} = \frac{0,012}{0,55} \cdot 1,12 = 0,026 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ПОСИСТ}}^{(3)} = \frac{2,5}{0,19} \cdot 1,12 = 14,7 \text{ кА}$$

$$I_{\text{нагр}}^{(3)} = \frac{0,85}{9,15} \cdot 1,12 = 0,1 \text{ кА}$$

Окончательное действующее значение в точке КЗ К1:

$$I_{\text{ПОС}} = I_{\text{ПОСД}} + I_{\text{ПОАД}} + I_{\text{ПОСИСТ}} + I_{\text{ПОнагр}} \quad (86)$$

$$I_{\text{ПОС}} = 0,77 + 0,026 + 14,7 + 0,1 = 15,6 \text{ кА}$$

## 7.6 Ударный ток КЗ и мощность в начальный момент трехфазного КЗ

Ударный ток КЗ равен следующему выражению:

$$i_{\text{удi}} = \sqrt{2} I_{\text{Пoi}}^{(3)} \left( 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{ai}}}} \right), \quad (87)$$

$$i_{\text{удi}} = \sqrt{2} I_{\text{Пoi}}^{(3)} K_{\text{уд}} \quad (88)$$

В данных формулах  $T_{\text{ai}}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока. Данная величина показывает время с момента

возникновения тока КЗ от  $i$ -ой части схемы до момента времени, когда он станет равен нулю:

$$T_{ai} = \frac{X_i}{\omega R_i} \quad (89)$$

Где  $X_i$  и  $R_i$  соответственно индуктивная и активная составляющая эквивалентного сопротивления рассматриваемого участка.

$$T_{a1} = \frac{1,63}{314} = 0,005 \text{ с}$$

$$T_{a2} = \frac{0,55}{314} = 0,001 \text{ с}$$

$$T_{a3} = \frac{0,19}{314} = 0,001 \text{ с}$$

$$T_{a4} = \frac{9,15}{314} = 0,03 \text{ с}$$

$$K_{уд1} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,005}}) = 1,13$$

$$K_{уд2} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}}) = 1$$

$$K_{уд3} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,001}}) = 1$$

$$K_{уд4} = (1 + e^{-\frac{0,01}{0,03}}) = 1,7$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 0,77 \cdot 1,13 = 1,23 \text{ кА};$$



$$i_{yD2} = \sqrt{2} \cdot 0,026 \cdot 1 = 0,036 \text{ кА};$$

$$i_{yD3} = \sqrt{2} \cdot 14,7 \cdot 1 = 20,78 \text{ кА};$$

$$i_{yD4} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 1,7 = 0,24 \text{ кА};$$

$$i_{yD\Sigma} = 1,23 + 0,04 + 20,8 + 0,24 = 22,31 \text{ кА}.$$

### **7.7 Действующее значение аperiodической составляющей тока трехфазного КЗ в месте замыкания к моменту отключения**

Допускается наибольшее значение аperiodической составляющей тока принимать амплитуде наибольшей периодической составляющей тока в начальный момент времени  $t_0 = 0$ , т.е.

$$i_{aoi} = \sqrt{2} I_{\text{Пoi}}^{(3)} \quad (90)$$

$$i_{ao1} = \sqrt{2} \cdot 0,77 = 1,1 \text{ кА}$$

$$i_{ao2} = \sqrt{2} \cdot 0,026 = 0,037 \text{ кА}$$

$$i_{ao3} = \sqrt{2} \cdot 14,7 = 20,78 \text{ кА}$$

$$i_{ao4} = \sqrt{2} \cdot 0,1 = 0,14 \text{ кА}$$

$$i_{ao4\Sigma} = i_{ao1} + i_{ao2} + i_{ao3} + i_{ao4} \quad (91)$$

$$i_{ao4\Sigma} = 1,1 + 0,037 + 20,78 + 0,14 = 22 \text{ кА}$$

В момент отключения, равный моменту времени  $t_0 = 0,15$  с., апериодическая составляющая равна:

$$i_{ati} = i_{aoi} \cdot e^{-\frac{t}{T_{ai}}} \quad (92)$$

$$i_{at1} = 1,1 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,005}} = 0 \text{ кА}$$

$$i_{at2} = 0,037 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,001}} = 0 \text{ кА}$$

$$i_{at3} = 20,78 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,001}} = 0,001 \text{ кА}$$

$$i_{at4} = 0,14 \cdot e^{-\frac{0,15}{0,03}} = 0,007 \text{ кА}$$

Таким же образом находим токи КЗ на ОРУ 110 и 35 кВ, имея сопротивления всех элементов. Результаты сведем в таблицу, подробный расчет приведен в таблице:

Таблица 33 – результаты расчета токов КЗ

	U <sub>б</sub> , кВ	I <sub>б</sub> , кА	I <sub>сд</sub> , кА	I <sub>ад</sub> , кА	I <sub>сист</sub> , кА	I <sub>нагр</sub> , кА	I <sub>Σ</sub> , кА	i <sub>уд</sub> , кА	i <sub>ат</sub> , кА
К1	515	1,12	0,77	0,026	14,7	0,1	15,6	22,31	0,008
К2	37	15,6	7,73	5,21	14,1	0,7	27,71	43,4	0,023
К3	115	5	8,52	9	12,1	0,232	29,658	43,962	0,024
К4	115	5	7,3	8	12,1	0,232	27,4	39,865	0,023
К5	37	15,6	10,13	7,3	14,05	0,7	32,177	48,7	0,03

## 7.8 Расчет однофазных токов КЗ на шинах 500 кВ:

Ток однофазного КЗ определяется следующим выражением:

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{E}{X_{\text{прям}} + X_{\text{обр}} + X_{\text{нул}}} I_{\text{б1}} \quad (93)$$

Для автотрансформатора сопротивления обмоток обратной и нулевой последовательности равны.

Для системы  $X_1 = X_2$ , для нулевой последовательности:

$$X_{\text{с.0}} = 0,1X_{\text{с.1}} \quad (94)$$

СД вводятся сопротивлениями обратной последовательности которое вычисляется по следующей формуле:

$$X_{\text{сд.0.}} = (0,15 - 0,6) \cdot X_1 \quad (95)$$

$$X_{\text{сд.2.}} = 1,45 \cdot X'_d \quad (96)$$

Токоограничивающие реакторы:

$$X_{\text{р.1.}} = X_{\text{р.2.}} = X_{\text{р.0.}} \quad (97)$$

АД вводятся следующими сопротивлениями:

$$X_{\text{сд.0.}} = (0,15 - 0,6) \cdot X_1 \quad (98)$$

$$X_{\text{сд.2.}} = X_{\text{сд.1.}} \quad (99)$$

Сопротивление линий:

$$X_{л.1.} = X_{л.2.} \quad (100)$$

$$X_{л0} = 3X_{л.1.} \quad (101)$$

Так как в нормальном режиме нейтрали автотрансформаторов заземлены, то контур прохождения однофазного тока КЗ на РУ 500 кВ ограничиться высокой стороной автотрансформатора. Схема будет иметь следующий вид:

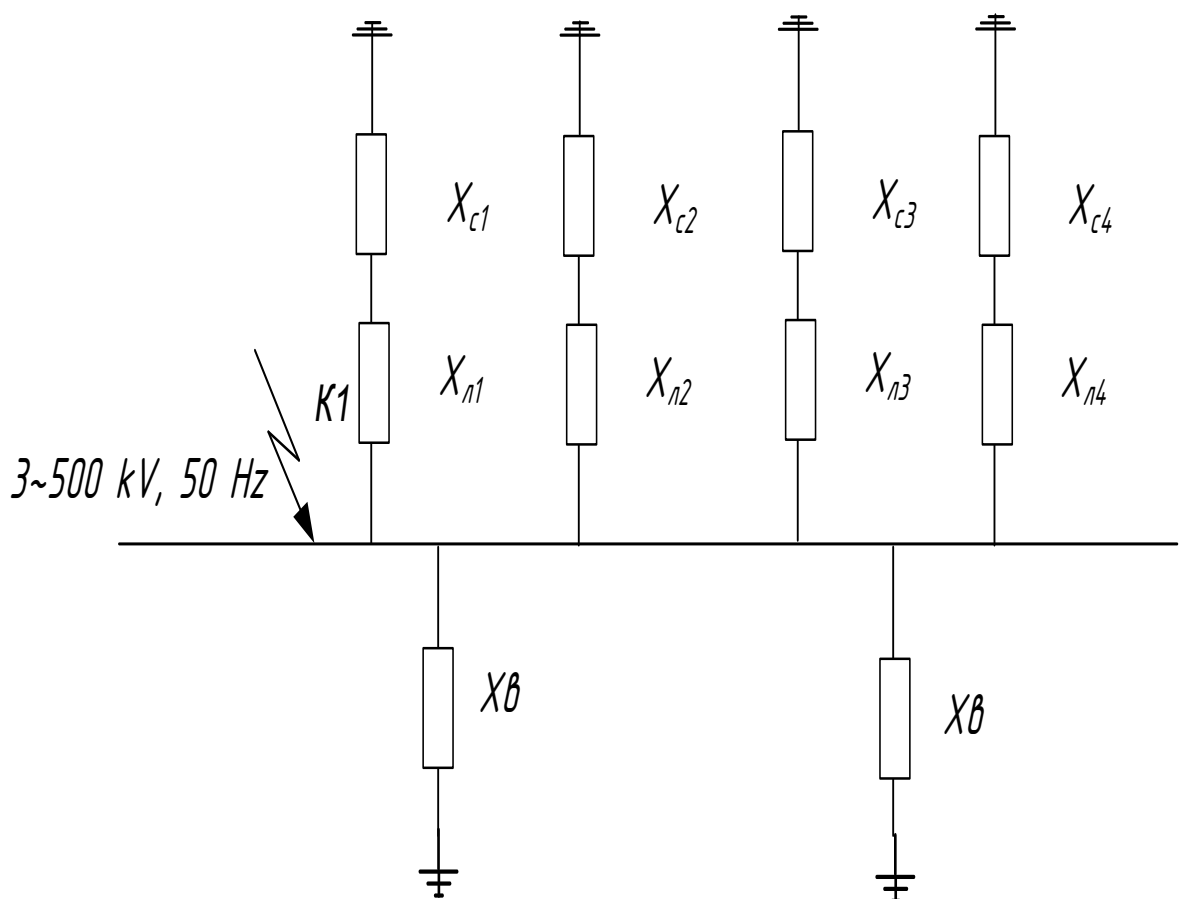


Рисунок 27– схема замещения нулевой последовательности

$$X_{C1.0.*} = 0,016 \text{ о. е.}$$

$$X_{C2.0.*} = 0,02 \text{ о. е.}$$

$$X_{C3.0.*} = 0,012 \text{ о. е.}$$

$$X_{C4.0.*} = 0,013 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л1.0.*} = 3 \cdot 0,015 = 0,045 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л20*} = 3 \cdot 0,25 = 0,75 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л30*} = 0,38 \cdot 3 = 1,14 \text{ о. е.}$$

$$X_{Л04*} = 0,27 \cdot 3 = 0,81 \text{ о. е.}$$

Произведем эквивалентирование последовательных участков цепи:

$$X_1 = 0,016 + 0,045 = 0,061 \text{ о. е.}$$

$$X_2 = 0,75 + 0,02 = 0,77 \text{ о. е.}$$

$$X_3 = 0,012 + 1,14 = 1,152 \text{ о. е.}$$

$$X_4 = 0,81 + 0,013 = 0,823 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} \tag{102}$$

$$X_{\text{ЭКВ1}} = \frac{0,061 \cdot 0,77}{0,061 + 0,77} = 0,056 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{X_3 \cdot X_4}{X_3 + X_4} \quad (103)$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = \frac{1,152 \cdot 0,823}{1,152 + 0,823} = 0,48 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ3}} = \frac{X_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ2}}}{X_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}}} \quad (104)$$

$$X_{\text{ЭКВ3}} = \frac{0,48 \cdot 0,056}{0,48 + 0,056} = 0,05$$

$$X_{\text{В.ЭКВ}} = 0,27 \text{ о. е.}$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{X_{\text{В.ЭКВ}} \cdot X_{\text{ЭКВ3}}}{X_{\text{В.ЭКВ}} + X_{\text{ЭКВ3}}} \quad (105)$$

$$X_{\text{ЭКВ}} = \frac{0,27 \cdot 0,05}{0,27 + 0,05} = 0,042 \text{ о. е.}$$

Подробный расчет сведем в приложение. Конечный однофазный ток КЗ на шинах 500 кВ:

$$I_{\text{П0500}}^{(1)} = 11,32 \text{ кА}$$

Так как однофазный ток КЗ на шинах 500 кВ получился меньше трехфазного, оборудование будем выбирать по току трехфазного КЗ.

Ток однофазного КЗ для шин 110 и 35 кВ считать не будем, т.к. режим работы нейтрали на трансформаторах 110/10 эффективно-разземленный, т.е. на шинах 110 кВ  $I_{\text{П0}}^{(1)}$  будет гораздо меньше трехфазного.

## 7.9 Расчет двухфазных токов КЗ

Формула для расчета двухфазного тока КЗ имеет следующий вид:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{ПО}}^{(3)} \quad (106)$$

Ток двухфазного КЗ на шинах 500 кВ:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 15,6 = 13,5 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ на шинах 110 кВ:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 29,658 = 25,68 \text{ кА}$$

Ток двухфазного КЗ на шинах 35 кВ:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 32,177 = 27,86 \text{ кА}$$

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Целью данного раздела является выбор и проверка электрических аппаратов на проектируемой подстанции для их корректного последующего функционирования.

Все электрические аппараты, расположенные на распределительном устройстве, должны быть выбраны по условиям, которые регламентирует [22].

При выборе аппаратов учитывают тип установки (открытое или наружное исполнение), влажность, температуру окружающего воздуха и удобство эксплуатации.

Компоновка нашей ПС НХЗ 500 выглядит следующим образом:

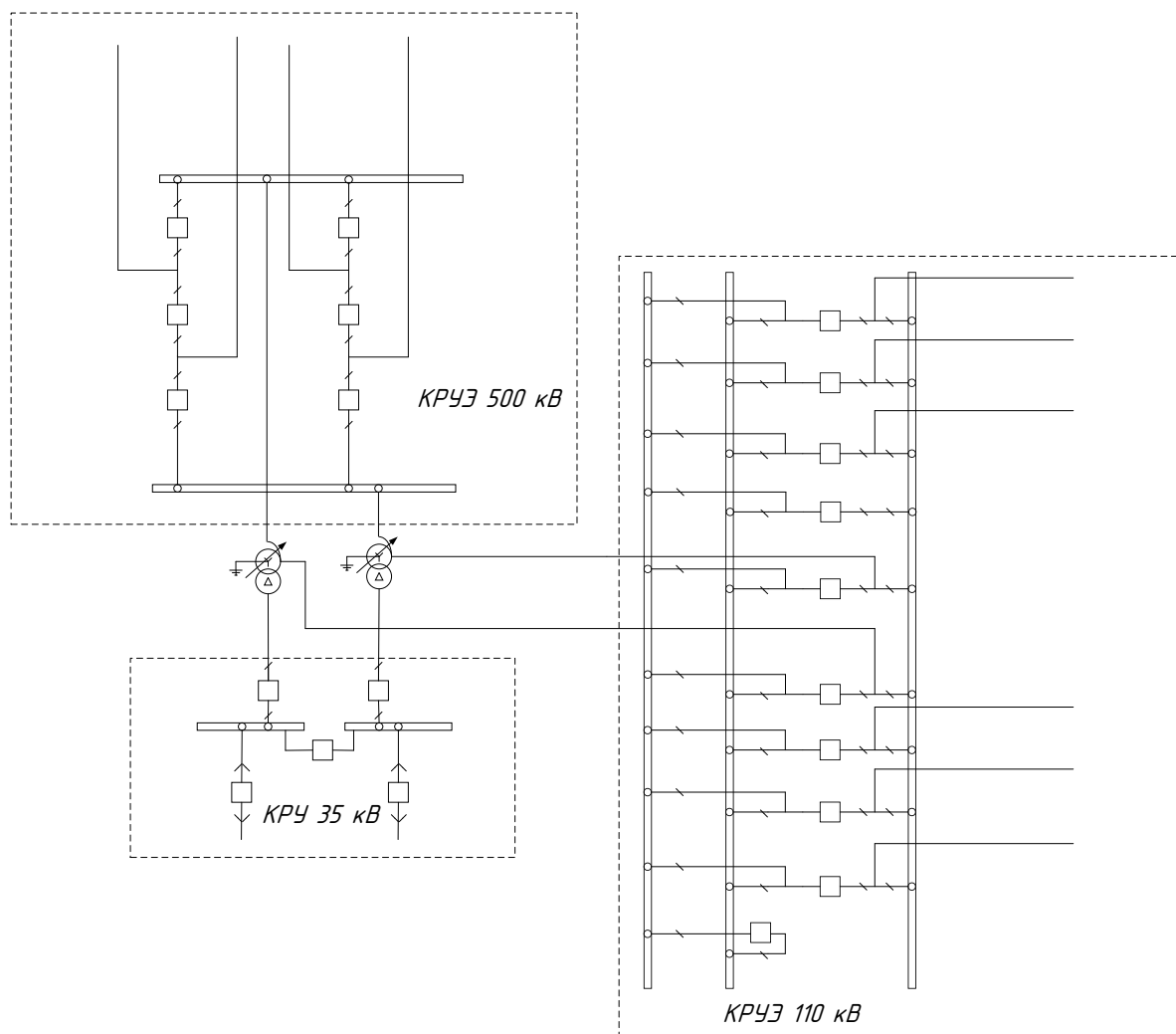


Рисунок 28 – компоновка НХЗ 500



## 8.1 Выбор КРУЭ 500 кВ

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (В дальнейшем – КРУЭ) позволяет значительно уменьшить объемы распределительного устройства и гарантирует более легкое расширение в случае увеличения нагрузки. Элегаз – это специальный газ (гексафторид серы  $SF_6$ ), используемый в электроэнергетике, обладающий высокими изолирующими и дугогасительными свойствами. Он не вступает в реакцию с элементами КРУЭ, пожаробезопасен и не токсичен, что делает его безопасным в эксплуатации. Его высокая электрическая прочность обусловлена высокой плотностью – более чем в 5 раз превышающая плотность воздуха.

В качестве основных обоснований, почему стоит использовать КРУЭ взамен других видов распределительных устройств, можно привести:

Компактность – площадь КРУЭ может составлять от 10 до 25% площади, занимаемой открытым распределительным устройством;

Климатические факторы – КРУЭ стали незаменимыми спутниками при строительстве объектов промышленности в труднодоступных регионах и регионах с суровыми климатическими условиями;

Экономические факторы – срок эксплуатации КРУЭ без ремонта составляет до 15 лет, а за счет отсутствия необходимости капитального ремонта и высокой степени надежности достигается большой экономический эффект;

Экологические факторы – элегаз в нормальных условиях окружающей среды не вступает в реакцию ни с одним веществом, с которым контактирует.

КРУЭ состоит из ячеек, выполненных в однофазно или трехфазном исполнении, заключенных в герметичную оболочку. КРУЭ допускает установку по любым схемам.

Выбор КРУЭ производится по номинальному току и номинальному напряжению, проверка – по термической стойкости. Условия выбора приведены в таблице 34.

Выбираем КРУЭ 500 кВ Т155 компании ALSTOM [16], расчетные данные возьмем из предыдущего раздела:

Таблица 34 – параметры КРУЭ марки Т155

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 500 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{раб\max} = 0,34 \text{ кА}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{раб\max}$
$I_{по} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{по} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 63 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{откл,ном}$
$I_{по} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 170 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{вкл}$
$i_{уд} = 22,31 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 980 \text{ кА}$	$B_T = 11907 \text{ кА}$	$B_T \geq B_k$

Величина теплового импульса определяется как:

$$B_k = I_{по}^{(3)2} (t_{с.рз.} + t_{собств.}) \quad (107)$$

Где  $t_{с.рз.}$  – время срабатывания РЗ на данной ступени;

$t_{собств.}$  – собственное время отключения выключателя.

Для шин 500 кВ время срабатывания защиты будет равно:

$$t_{с.з.шины.500} = 4 \text{ с}$$

$$t_{собств.} = 0,03 \text{ с}$$

$$B_k = 15,6^2 (4 + 0,03) = 980 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

## 8.2 Выбор КРУЭ 110 кВ

Сделаем выбор в пользу отечественного производителя и выберем КРУЭ 110 кВ УХЛЗ от компании «ПитерЭнергоМаш» [11], оно имеет следующие характеристики:

Таблица 35 – параметры КРУЭ 110 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{рабmax} = 1,46 \text{ кА}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рабmax}$
$I_{по} = 29,658 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{по} = 29,658 \text{ кА}$	$I_{откл,ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{откл,ном}$
$I_{по} = 29,658 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 100 \text{ кА}$	$I_{п,0} \leq I_{вкл}$
$i_{уд} = 43,962 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 2225,4 \text{ кА}$	$B_T = 11907 \text{ кА}$	$B_T \geq B_k$

$$t_{с.з.шины.110} = 2,5 \text{ с}$$

$$t_{собств.} = 0,03 \text{ с}$$

$$B_k = 29,658^2 (2,5 + 0,03) = 2225,4 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

Данное КРУЭ характеризуется компактными габаритами, а ячейки проходят предварительную проверку повышенным переменным напряжением.

## 8.3 Выбор КРУ 35 СН

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, которое состоит из шкафов, в которых

находятся встроенные коммутационные аппараты, защиты, измерения и автоматики. Оно предназначено для передачи и распределения электроэнергии частотой 50 Гц в сетях с изолированной или заземленной нейтралью. КРУ может устанавливаться в зданиях, которые должны быть оборудованы системами вентиляции и обогрева.

Выбираем КРУ 35 кВ «Элтима+» от отечественного производителя «ЭлектронМаш» [13]. Данное КРУ предназначено для эксплуатации при следующих условиях:

Климатическое исполнение УХЛЗ – минимальная рабочая температура  $-60^{\circ}\text{C}$ , максимальная  $+40^{\circ}\text{C}$ . Категория размещения третья и предполагает размещение в закрытых помещениях без регулирования температурных условий;

Высота над уровнем моря – до 1000 м (Допускается и большая при соблюдении ГОСТ 15150, ГОСТ 8024, ГОСТ 1516.1 и ГОСТ 1516.3.);

Тип атмосферы II – Промышленная зона.

Сравнение каталожных данных и расчетных приведены в таблице:

Таблица 36 – параметры ячейки КРУ 35 кВ

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{рабмах}} = 15$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рабмах}}$
$I_{\text{по}} = 32,17 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$
$I_{\text{по}} = 32,17 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$
$i_{\text{уд}} = 48,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$B_{\text{к}} = 3653 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{т}} = 4800 \text{ кА}$	$B_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

$$t_{\text{с.з.шины.35}} = 3,5 \text{ с}$$

$$t_{\text{собств.}} = 0,05 \text{ с}$$

$$W_k = 32,17^2(3,5 + 0,05) = 3653 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$$

Другие параметры КРУ 35 кВ «Элтима+» представлены в таблице:

Таблица 37 – прочие параметры КРУ 35 кВ

Наименование параметра	Значение параметра
Наибольшая мощность встраиваемого ТСН, кВА	63
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3- 96	Нормальная «б»
Вид изоляции	Воздушная и твердая
Степень защиты оболочки шкафа по ГОСТ 14254	IP40 , IP41

#### 8.4 Проверка выключателей

Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при аварийном и нормальном режимах. Он является одним из основных электрических аппаратов в распределительном устройстве, так как служит для отключения и включения участка цепи. Наиболее тяжелая задача, которую выключатель должен выполнять, это отключение токов КЗ. Таким образом, к выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- Высокая степень надежности при отключении токов КЗ(от десятков ампер до номинального тока отключения;
- Пожаробезопасность;
- Удобство в обслуживании, транспортировке и ремонте;
- Быстрое включение после срабатывания и отключения;
- Высокая быстрота действия, т.е. минимальное время отключения.

Выбор выключателя производится по следующим критериям:

— По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

— По длительно допустимому току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

Где  $I_{раб.мах}$  – максимальный рабочий ток, проходящий через выключатель.

— По отключающей способности;

— По термической устойчивости.

Выключатели высокого напряжения бывают различных видов в зависимости от дугогасящей среды: масляные, вакуумные, воздушные и элегазовые. При сравнении каждого из них наилучшим по ряду показателей и характеристик является элегазовый выключатель, обладая одним существенным недостатком – его высокая стоимость.

Так как номинальный рабочий ток КРУЭ что на 500 кВ, что на 110 кВ в несколько раз превосходит трехфазный ТКЗ, то проверять каждый линейный выключатель и выключатель на трансформаторе на каждое присоединение по номинальному току не имеет смысла. Для примера, на шинах 500 кВ, на первом присоединении со стороны внешней сети, исходя из результатов расчета прогнозируемых электрических нагрузок (раздел 3) номинальный ток, проходящий по линии, будет равен:

$$I = \frac{S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ступ}} \quad (108)$$

$$I = \frac{75 \cdot 10^3}{500 \cdot \sqrt{3}} = 86,6 \text{ А}$$

Учитывая, что номинальный ток выключателя на КРУЭ 500 кВ – 4000 А, наш выключатель пройдет проверку. Аналогичным образом и на КРУЭ 110 кВ, для которого  $I_{\text{ном}} = 2500$  А:

$$I = \frac{75 \cdot 10^3}{110\sqrt{3}} = 393,64 \text{ А}$$

На КРУ 35 кВ  $I_{\text{ном}} = 2500$  , подтекающий ток будет минимален, т.к. шины 35 кВ используются для питания СН:

$$I = \frac{1 \cdot 10^3}{37\sqrt{3}} = 15 \text{ А}$$

На КРУЭ 500 и 110 и КРУ 35 кВ для выключателей используется пружинный привод, с той разницей, что на высоком напряжении он однополюсный, а на среднем и низком – трехполюсный.

### **8.5 Проверка разъединителей**

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения обесточенных участков, или участков с незначительным током, которое в свою очередь необходимо для проведения ремонтных или иных видов работ на этих участках. Также они используются для отключения токов XX силовых трансформаторов и зарядных токов ЛЭП и КЛ.

Выбор разъединителя производится по:

- По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- По току

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}},$$

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

- По конструкции, роду установки;
- По электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{пр,с}},$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр,с}},$$

Где  $i_{\text{пр,с}}, I_{\text{пр,с}}$  – предельный сквозной ток КЗ (амплитуда и действующее значение);

- По термической стойкости.

Встроенные разъединители в КРУЭ 500, 110 кВ и КРУ 35 кВ проверять необходимо только по тепловому импульсу, т.к. они имеют параметры выключателей, проверку которых мы произвели.

На КРУЭ 500 кВ:

$$t_{\text{собств.}} = 1,5 \text{ с}$$

$$W_{\text{к}} = 15,6^2(4 + 1,5) = 1338 \text{ кА}^2\text{с} \leq 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

На КРУЭ 110 кВ:

$$t_{\text{собств.}} = 1,7 \text{ с}$$

$$W_{\text{к}} = 29,658^2(2,5 + 1,7) = 3780 \text{ кА}^2\text{с} \leq 11907 \text{ кА}^2\text{с}$$

На КРУ 35 кВ разъединитель отсутствует, его функции выполняет выключатель, проверку которого мы осуществили ранее.



В качестве привода на КРУЭ 500 и КРУ 35 кВ используется пружинный, КРУЭ 110 кВ – электродвигательный.

## 8.6 Проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электротехническое устройство, предназначенное для преобразования большого значения тока до величины, наиболее удобной для измерения и питания вторичного оборудования.

Трансформатор тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Выбор трансформаторов тока производится:

- По напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- По току

$$I_{ном} \leq I_{перв.ном},$$

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

Где  $I_{перв.ном}$  – первичный номинальный ток ТТ.

Номинальный ток должен быть равен или стремиться к максимальному рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к нежелательным последствиям, в том числе к увеличению погрешностей;

- По конструкции и классу точности;

- По термической стойкости

$$B_k \leq (k_t \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер},$$

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}},$$

Где  $k_t$  – кратность термической стойкости;

- По вторичной нагрузке

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (109)$$

Где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2\text{ном}}$  – Допустимая нагрузка вторичной обмотки ТТ в выбранном классе точности.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть равен 0,5.

Перед выбором трансформатора тока необходимо определить, какое вторичное оборудование будет получать питание от вторичных цепей. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}$ .

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (110)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$  – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление приборов определяется из следующего выражения:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} \quad (111)$$

Где  $S_{\text{приб}}$  – Номинальная мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$  – вторичный номинальный ток прибора.

На стороне 500 кВ в цепях линейного выключателя предусматривается устанавливать амперметр, ваттметр, варметр и счетчики.

Таблица 38 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩК-120	0,5	0,5	0,5
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	0,3	0,3	0,3
Частотометр	СС3020-Щ	4	-	-
Итого		5,3	0,8	1,3

По данным таблицы видно, что фазы будут загружены неравномерно, поэтому считаем сопротивление приборов по фазе А.

Общее сопротивление приборов будет равняться:

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,3}{5^2} = 0,21 \text{ Ом}$$

Во вторичных цепях с напряжением свыше 220 кВ в соответствии с ПУЭ применяются многожильные кабели с бумажной, полихлорвиниловой и резиновой изоляцией. В качестве контрольного кабеля принимаем кабель сечением 4 мм<sup>2</sup> марки АКВВГЭ.

Рассчитаем сопротивление кабеля:

$$\rho_{\text{пров}} = \frac{\rho_{\text{пров}} \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{пр}}} \quad (112)$$

Где  $l_{\text{расч}}$  – приблизительная длина соединительных проводов, которая зависит от напряжения установки и от схемы соединения трансформатора тока. Для напряжения 500 кВ эта длина составляет 150-175 метров. Однако для подстанций данную длину снижают на 15-20 %, поэтому примем  $l_{\text{расч}} = 140$  м;

$\rho_{\text{пров}}$  – удельное сопротивление провода, в нашем случае для алюминия  $\rho_{\text{пров}} = 0,028 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$ ;

$S_{\text{пр}}$  – сечение жилы,  $\text{мм}^2$ ;

$$\rho_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 140}{4} = 0,98 \text{ Ом}$$

Тогда полное сопротивление вторичной нагрузки в цепях линейных выключателей:

$$Z_2 = 0,98 + 0,1 + 0,21 = 1,29 \text{ Ом}$$

Проверяем встроенный трансформатор тока в КРУЭ 500 кВ:

Таблица 39 – параметры ТТ КРУЭ 500 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{1\text{НОМ}} = 200 - 800 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 86,6 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} \leq I_{2\text{НОМ}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 3 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,29 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Номинальный рабочий ток для каждой отходящей линии был посчитан в разделе 8.4, и составил 86,6 А. Соответственно, для каждого присоединения в качестве номинального первичного тока выберем  $I_{1\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$ , т.к. наш ТТ позволяет изменять число витков первичной обмотки.

На стороне высокого напряжения автотрансформатора устанавливается амперметр.

Таблица 40 – устройства измерения на вводе 500 кВ АТ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Амперметр	ЩК-120	0,5	0,5	0,5
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	0,5	-	0,5
Итого		1	0,5	1

$$r_{\text{приб}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,04 + 0,05 + 0,98 = 1,07 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = Z_2 = 1,07 \text{ Ом} \leq 3 \text{ Ом}$$

На стороне СН устанавливаются приборы, как и на линейном выключателе 500 кВ (таблица 20). Параметры ТТ в КРУЭ 110 кВ:

Таблица 41 – параметры ТТ КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{1\text{НОМ}} = 200 - 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 243,3 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$I_{2\text{НОМ}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} \leq I_{2\text{НОМ}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,29 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Однако ток на присоединениях будет равняться  $I_{\text{раб.мах}} = 243,3 \text{ кА}$  (раздел 7). Тогда на вводе 110 кВ ТТ будет иметь номинальный первичный ток  $I_{1\text{ном}} = 400 \text{ А}$ .

На КРУ 35кВ будут стоять только приборы учета, т.к. КРУ предназначено для питания СН ПС:

Таблица 42 – приборы учета на КРУ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Потребляемая мощность токоизмерительными приборами, ВА, в фазах		
		А	В	С
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	0,3	0,3	0,3
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	0,5	-	0,5
Итого		0,8	0,3	0,8

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,8}{5^2} = 0,032 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$$

$$r_{2\text{доп}} = 0,02 + 0,032 + 0,98 = 1,032 \text{ Ом}$$

Встроенный в ячейки КРУ 35 кВ трансформатор тока имеет следующие параметры:

Таблица 43 – параметры ТТ КРУ 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{1\text{ном}} = 5 - 100 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} = 15 \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} = 5 \text{ А}$	$I_{2\text{уст}} \leq I_{2\text{ном}}$
$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,032 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

$$r_{2\text{доп}} = Z_2 = 1,012 \text{ Ом} \leq 1,2 \text{ Ом}$$

На каждом присоединении максимальный рабочий ток будет равен 15 А, соответственно, выбираем ТТ с номинальным первичным током 20 А.

### 8.7 Проверка трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения – это электротехническое устройство, разновидность трансформатора, служащий для понижения напряжения с целью питания вторичного оборудования – электроизмерительные приборы и устройства защиты и автоматики. По принципу выполнения такой трансформатор ничем не отличается от обычного понижающего трансформатора – его первичная обмотка рассчитана на номинальное напряжение электроустановки, а вторичная на гораздо меньшее напряжение – обычно 100 вольт.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- По напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- По конструкции и схеме соединения обмоток;
- По классу точности;
- По вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

Где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность данного класса точности;

$S_{2\Sigma}$  – Вторичная нагрузка: все приборы и реле, присоединенные к трансформатору напряжения;

Для того, чтобы упростить наш расчет, принимаем не нагрузку прибора на каждую фазу, а в целом, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (113)$$

Если наша вторичная нагрузка превышает номинальную мощность для данного ТН, то допускается устанавливать второй трансформатор напряжения, и нагрузку выше предельной подключать к нему.

Сечение соединительных проводов выбирают в ТН по допустимой потере напряжения. Это означает, что при классе точности 0,5 потери напряжения составляли в цепи не более [19] 0,25% от номинального, и не более 0,5% при классе точности 1.

Составим в таблицу все приборы, которые подключаются ко вторичной обмотке трансформатора напряжения на стороне 500 кВ. Приборы учитываем так, как если бы второй ТН был выведен в ремонт, и все присоединения питались бы от другого.

Таблица 44 – приборы, получающие питание от ТН на 500 кВ

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Полная мощность, ВА
Амперметр	ЩК-120	4	1,5	6
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	4	1	4
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	4	0,9	3,6
Частотометр	СС3020-Щ	2	4	8
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Итого				35,6



На КРУЭ 500 кВ установлен ТН, имеющий следующие параметры:

Таблица 45 – параметры ТН КРУЭ 500 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 500\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} = 500\text{кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 200\text{ВА}$	$S_{2\Sigma} = 35,6\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$

На КРУЭ 110 кВ будут установлены следующие приборы:

Таблица 46 – приборы на КРУЭ 110 кВ

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Полная мощность, ВА
Амперметр	ЩК-120	8	1,5	12
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	8	1	8
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	8	0,9	7,2
Частотометр	СС3020-Щ	2	4	8
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Итого				45,2

ТТ КРУЭ 110 кВ имеет следующие параметры:

Таблица 47 – параметры ТТ КРУЭ 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 110\text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110\text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 100\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 45,2\text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$

На КРУ 35 кВ подключены только вольтметр и счетчик:

Таблица 48 – перечень приборов на КРУ 35 кВ

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Потребляемая мощность одного прибора, ВА	Полная мощность, ВА
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ302-R31	2	0,9	1,8
Вольтметр	СВ3021	2	5	10
Ваттметр и варметр	ЩВ-120	2	1	2
Итого				13,8

На КРУ 35 кВ трансформатор напряжения имеет следующие параметры:

Таблица 49 – параметры ТТ КРУ 35кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} = 13,8 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}$

### 8.8 Проверка токопроводов

В качестве ошиновки от КРУЭ 500 кВ до ввода автотрансформатора принимаем СПЭ кабель АПВВ 1х500/225-500. Длительно допустимая нагрузка для такого кабеля:

$$I_{\text{max}} = 782 \cdot 3 = 2346 \text{ А}$$

Сравниваем данное значение с значением максимального тока на присоединениях 500 кВ:

$$I_{\max} = 2346 \text{ A} \geq I_{\max_{\text{раб}}} = 340 \text{ A}$$

Наш кабель проходит по длительно допустимому току.

От АТ до КРУЭ 110 кВ принимаем кабель 1460 АПвВ 1х400/120-110.

$$I_{\max} = 713 \cdot 3 = 2139 \text{ A} \geq I_{\max_{\text{раб}}} = 1460 \text{ A}$$

В качестве ошиновки от низкой стороны автотрансформатора до РУ 35 кВ выберем кабель одножильный с изоляцией из СПЭ в полиэтиленовой оболочке с сечением жилы 50 мм<sup>2</sup> и сечением экрана 16 мм<sup>2</sup> – АПвП 1х50/16-35. На каждую фазу будет приходиться один такой кабель. Прокладка такого кабеля допускается в кабельных сооружениях или иных производственных помещениях. Данный кабель имеет следующие характеристики:

Таблица 50 – параметры кабеля

Параметр	Значение
Номинальное переменное напряжение	35 кВ частотой 50 Гц
Длительно допустимая токовая нагрузка	225 А
Расчетная масса (вес)	1100 кг/км

Длительно допустимая нагрузка трех таких кабелей при прокладке на открытом воздухе [18 ]:

$$I_{\max} = 225 \cdot 3 = 675 \text{ A} \geq I_{\max_{\text{раб}}} = 78 \text{ A}$$

## 8.9 Проверка ОПН

В настоящее время, на территории Российской Федерации практически прекращено производство вентильных разрядников, которые до недавнего

времени были единственным решением по защите линий от перенапряжений. Это связано с тем, что последние обладают рядом существенных недостатков, ограничивающих их использование:

- 1) Высокое остающееся напряжение, вследствие чего уровень неограниченных перенапряжений достаточно высок;
- 2) Обладают малой пропускной способностью;
- 3) После многих лет эксплуатации теряют свои свойства за счет повышения вольтамперных и вольтсекундных характеристик.

В результате этого решено было отказаться от вентильных разрядников в пользу ОПН [31] .

Ограничитель перенапряжения нелинейный – это электротехнический аппарат, предназначенный для защиты оборудования на подстанции или электростанции от воздействия перенапряжений. На данный момент ОПН являются самыми распространенными средствами защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

Они не имеют искровых промежутков в отличие от вентильных разрядников, за счет чего они подключаются непосредственно к защищаемому объекту. В обычном режиме через ОПН протекает очень малый ток – от долей до нескольких миллиампер, при этом его внутреннее сопротивление достигает десятков и сотен мегаом. При появлении перенапряжения его сопротивление резко уменьшается, за счет чего по нему протекает уже на порядки больший ток, и электромагнитная энергия переходного процесса рассеивается.

Ограничители перенапряжения нелинейные могут быть подключены:

- 1) Между землей и токоведущими частями;
- 2) В нейтральных силовых трансформаторов;
- 3) На опорах ЛЭП в особых случаях, например, когда невозможно применение грозозащитных тросов;
- 4) В нейтральных реакторов [29].

Проверку ОПН производим по номинальному напряжению электроустановки, наибольшему допустимому и расчетному наибольшему допустимому

напряжению, а также пропускной способности. Выбираем ОПН на подходе к ПС линии Иртыш-ПС. Данная подходящая линия выполнена проводом АС-400/51, пропускная способность которого составляет 825 А. ОПН в составе КРУЭ имеет следующие характеристики:

Таблица 51 – параметры ОПН КРУЭ 500 кВ

Максимальное остающееся напряжение				Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	Пропускная способность, А	Удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ
При коммутационном импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой		при грозовом импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой				
1000 А	2000 А	10 кА	20 кА			
806	834	937	1012	336	1600 А	19,8

Определим длительно допустимое рабочее напряжение. В рамках соответствующих правил и требований, в сети 500 кВ фазное длительно допустимое рабочее напряжение определяется по формуле:

$$U_{\text{нр}} = \frac{1,05}{\sqrt{3}} U_{\text{н}} \quad (114)$$

$$U_{\text{нрф}} = \frac{1,05}{\sqrt{3}} 500 = 303,1 \text{ кВ}$$

Однако, данное значение является лишь приближенным.

Воспользуемся следующей формулой:

$$U_{\text{нрф}} = E_* \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} U_{\text{н}} \cdot \frac{1}{1 - \frac{X_{\text{В}}}{Z_{\text{В}}} \cdot \text{tg} \lambda} \cdot \frac{1}{\cos \lambda} \quad (115)$$

Где  $E_*$  - эквивалентная ЭДС питающей подстанции ( Для упрощения расчетов будем принимать  $E_* = 1$  );

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, возьмем из СИПР;

$\lambda$  – Волновая длина линии, °. Она определяется следующим выражением:

$$\lambda = (0,06 \cdot l) \tag{116}$$

$$\lambda = (0,06 \cdot 10) = 0,6^\circ$$

$$U_{\text{нрф}} = 1 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} 500 \cdot \frac{1}{1-3 \cdot \text{tg}0,6^\circ} \cdot \frac{1}{\text{cos}0,6^\circ} = 313 \text{ кВ}$$

Расчетное рабочее напряжение определяется следующим выражением:

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{U_{\text{нрф}}}{K_B} \tag{117}$$

Где  $K_B$  – Коэффициент зависимости допустимого напряжения от времени.

Определим его по кривой 2 рисунка 29 при  $t=1200$  секунд:

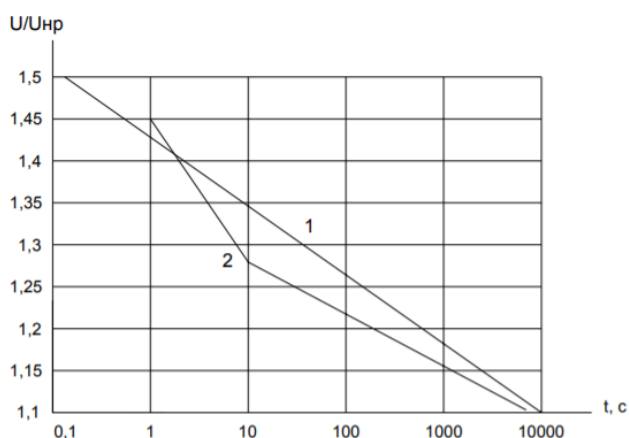


Рисунок 29 – Зависимость «допустимое напряжение-время» для ОПН 500 кВ

$$K_B = 1,16$$

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{313}{1,16} = 270 \text{ кВ}$$

Для нашего ОПН значение длительно допустимого напряжения составляет 336 кВ, таким образом, наш ОПН проходит.

Аналогичным образом проверим другие отходящие линии 500 кВ:

ВЛ Демьянская:

$$\lambda = (0,06 \cdot 158,5) = 9,51^\circ$$

$$U_{\text{нрф}} = 1 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} 500 \cdot \frac{1}{1-1,2 \cdot \text{tg}9,51^\circ} \cdot \frac{1}{\cos 9,51^\circ} = 307,33 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{307,33}{1,16} = 265 \text{ кВ}$$

ВЛ Тюмень:

$$\lambda = (0,06 \cdot 240) = 14,4^\circ$$

$$U_{\text{нрф}} = 1 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} 500 \cdot \frac{1}{1-1,3 \cdot \text{tg}14,4^\circ} \cdot \frac{1}{\cos 14,4^\circ} = 325,76 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{325,76}{1,16} = 280,82 \text{ кВ}$$

ВЛ Нелым:

$$\lambda = (0,06 \cdot 170) = 10,2^\circ$$

$$U_{\text{нрф}} = 1 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} 500 \cdot \frac{1}{1-1,3 \cdot \text{tg}10,2^\circ} \cdot \frac{1}{\cos 10,2^\circ} = 318,2 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{318,2}{1,16} = 274,31 \text{ кВ}$$

Проверим ОПН по поглощаемой ограничителем энергии, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (118)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{\text{ост}} = 806 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 260 \text{ Ом}$ ;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов,  $n=2$ .

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (119)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ ;

$l$  – длина защищенного подхода, км

$$U = \frac{2000}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 2000} = 1428 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (120)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;



$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{3}{0,91 \cdot 2,7} = 1,221 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(1428-806)}{260} \cdot 806 \cdot 2 \cdot 1,221 \cdot 2 = 9417 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}}; \quad (121)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{9417}{500} = 16,8 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоёмкость нашего ОПН – 19,8 кДж/кВ , ОПН проверку проходит.

Аналогичным образом проверим ОПН на стороне 110 кВ.

Таблица 52 – параметры ОПН КРУЭ 110 кВ

Максимальное остающееся напряжение при коммутационном импульсе тока 1,2/2,5 мкс с амплитудой 420 А, кВ	Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	Пропускная способность, А	Удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ
180	100	2000	9,8

$$\lambda = 0,6^\circ$$

$$U_{\text{нрф}} = 1 \cdot \frac{1,05}{\sqrt{3}} 110 \cdot \frac{1}{1 - \text{tg}0,6^\circ} \cdot \frac{1}{\text{cos}0,6^\circ} = 67,3 \text{ кВ}$$

$$U_{\text{рнрф}} = \frac{67,3}{1,16} = 59,55 \text{ кВ} \leq 100 \text{ кВ}$$

Проверка ОПН 35 кВ производится по длительно допустимому рабочему напряжению. Оно будет равно:

$$U_{\text{дл.доп}} = 1,15 \cdot U_{\text{ном}} \quad (122)$$

$$U_{\text{дл.доп}} = 1,15 \cdot 35 = 40,5 \text{ кВ}$$

Принимаем время ликвидации замыкания на землю 2 часа. Компания производитель «Элтима» не предоставляет зависимости «Напряжение-время» для ОПН, поэтому, принимаем  $K_{\text{в}} = 1,2$ .

$$U_{\text{н.раб}} = \frac{U_{\text{дл.доп}}}{K_{\text{в}}} \quad (123)$$

$$U_{\text{н.раб}} = \frac{40,5}{1,2} = 33,75 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПС НХЗ 500

В данном разделе производится расчет релейной защиты автотрансформатора.

Рассмотрит защиту автотрансформатора на проектируемой ПС. Схема расстановки защит на базе терминала «БЭ2704» [15] выглядит следующим образом:

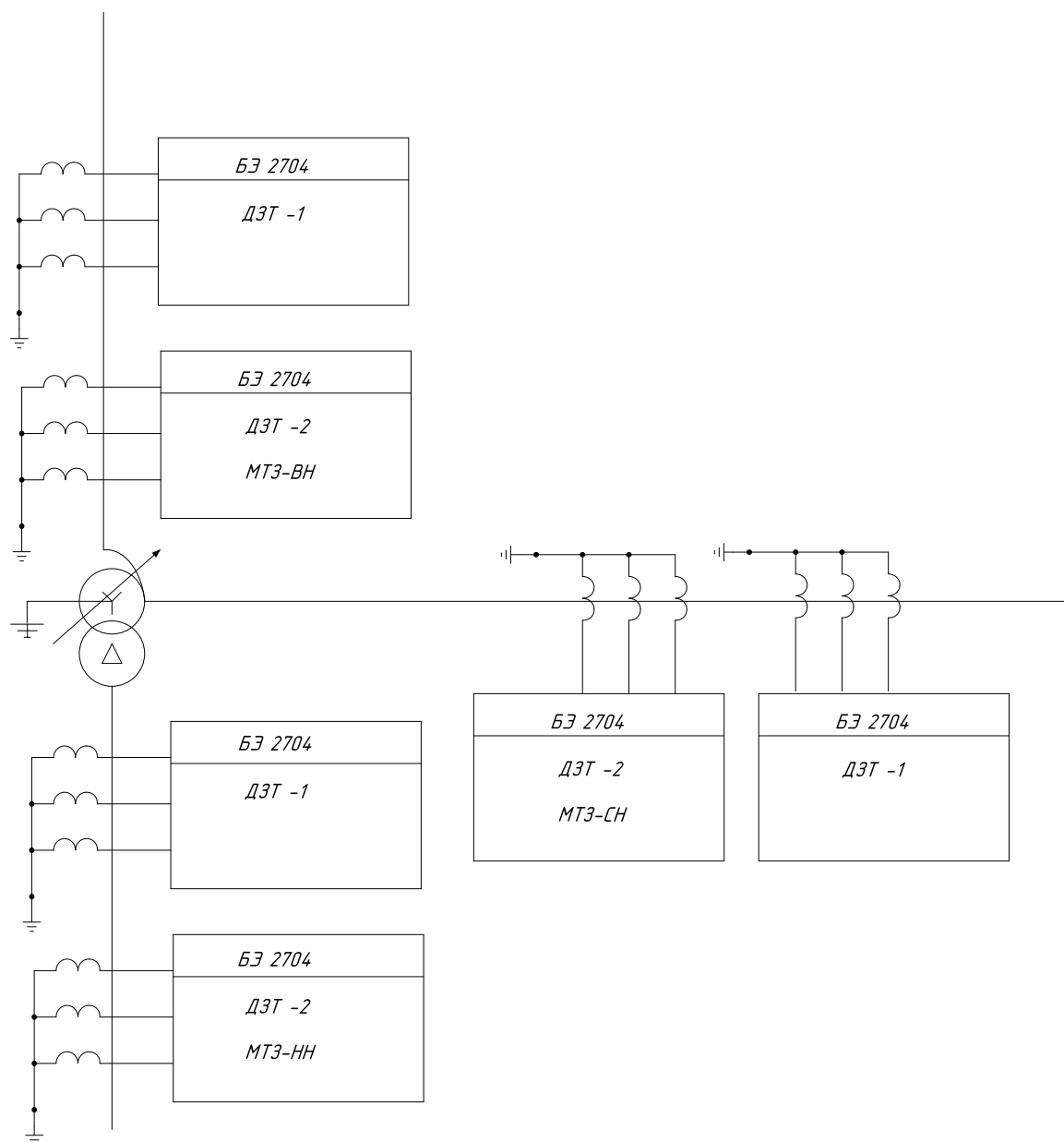


Рисунок 30 – защиты АТ на базе терминала БЭ2704

Где ДЗТ 1 – быстродействующая дифференциальная токовая отсечка;  
ДЗТ 2 - чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания;

МТЗ – Максимальная токовая защита сторон АТ.

Цель данного раздела - выбор устройств релейной защиты, расчет релейной защиты трансформатора подстанции на микропроцессорной базе.

Расчет релейной защиты будет выполняться на основании методических указаний по расчету РЗ для силовых и автотрансформаторов.

### **9.1 Основные типы защит трансформатора.**

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. Согласно [17], требуются следующие защиты для трансформатора:

1) Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности, дифференциальная защита.

2) Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

3) Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее.

4) Защита от перегрузки с действием на сигнал.

В качестве защиты выберем микропроцессорный терминал БЭ2704 компании «Экра». Расчет будем вести на основании результатов, полученных в разделе 7.

### **9.2 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала «БЭ2704»**

Номинальный ток для трансформатора определяется по формуле:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.Н}}}, \quad (124)$$

Где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ.Н}}$  – номинальное напряжение на стороне N-ой ступени напряжения.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 515} = 280,26 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.СН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 1312 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 3901 \text{ А}$$

Когда номинальный ток начинает протекать в обмотках силового трансформатора на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме, который определяется следующим выражением:

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.Н}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}} \cdot I_{\text{Н.ТТ.В}}}{I_{\text{Н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{НОМ.Н}}}{K_{\text{ТР.ТТ.Н}}} \quad (125)$$

Где  $K_{\text{ТР.ТТ.Н}} = I_{\text{Н.ТТ.П}} / I_{\text{Н.ТТ.В}}$  – коэффициент трансформации ТТ на стороне N-ой ступени напряжения;

$I_{\text{Н.ТТ.П}}, I_{\text{Н.ТТ.В}}$  – первичный и вторичный номинальные токи ТТ на стороне N-ой ступени напряжения. Номинальные токи возьмем из результатов проверки ТТ (раздел 8).

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{КТР.ТТ.ВН}} = \frac{200}{5} = 40$$

$$K_{\text{КТР.ТТ.СН}} = \frac{1600}{5} = 320$$

$$K_{\text{КТР.ТТ.НН}} = \frac{100}{5} = 20$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{340}{40} = 8,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.СН}} = \frac{1460}{320} = 4,56 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{80}{20} = 4 \text{ А}$$

Номинальный вторичный ток присоединения должен быть не менее 1 А и не более 10 А для вторичного тока 5 А.

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = 8,5 \text{ А Выбираем } 10 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.СН}} = 4,56 \text{ А Выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = 4 \text{ А Выбираем } 5 \text{ А}$$

### **9.3 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора на базе терминала «БЭ2704»**

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)).

- 1) дифференциальный орган с торможением;
- 2) дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 показана на рисунке. Построена она в о.е., то есть токи приведены к базису.

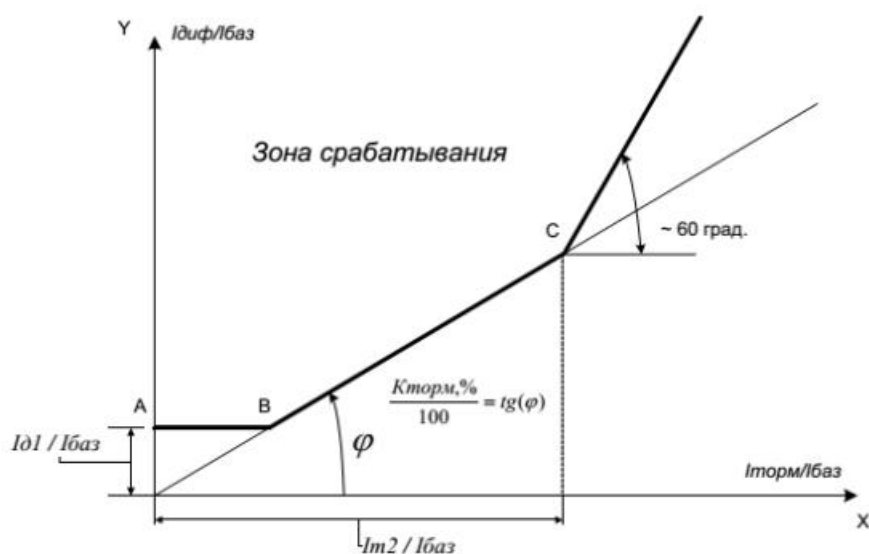


Рисунок 31 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

Таблица 53 - уставки

Уставка	Значение
$\frac{I_{д1}}{I_{ном.ВН}}$	Минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$ ) срабатывания
$K_{торм, \%}$	Коэффициент торможения второго участка характеристики
$\frac{I_{Т2}}{I_{ном.ВН}}$	Точка второго излома характеристики.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А-В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $\frac{I_{Д1}}{I_{ном.ВН}}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С;

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм}, \%$  и ДЗТ-2 –  $\frac{I_{Т2}}{I_{ном.ВН}}$ ;

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $\frac{I_{Д1}}{I_{ном.ВН}}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф} / I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч} \quad (126)$$

Где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч} \quad (127)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^* \quad (128)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^* \quad (129)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^* \quad (130)$$



Где  $I'_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$  – рекомендуется принимать 2,5, если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50%.

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты БЭ2704 рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ТТ в установившемся режиме (для ТТ класса 10Р принимается значение 0,1, для 5Р – 0,05).

$I''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования,  $\Delta U = 5,9\%$  ;

$I'''_{\text{нб.расч}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{\text{расч}}$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ, принимаем равную 0,3.

$$I_{\text{нб.расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U + f_{\text{выр}}) \cdot I^*_{\text{расч}} \quad (131)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,059 + 0,03) \cdot 0,3 = 0,06 \text{ о. е.}$$

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} \quad (132)$$

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot 0,06 = 0,97$$

Тогда относительный ток срабатывания равен:

$$\frac{I_{\text{диф}}}{I_{\text{баз}}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,06 = 0,072$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}}{K_{\text{сн.т.}}} \quad (133)$$

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot \frac{1,2 \cdot 0,06}{0,97} = 7,42 \%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$ .

#### 9.4 Выбор уставок МТЗ

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з.} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (134)$$

Где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5;

$K_B$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 340 = 680 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне СН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 1460 = 2920 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,9} \cdot 80 = 160 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (135)$$

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

Согласно ПУЭ, значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{15,6 \cdot 10^3}{680} = 22,94 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{29,658 \cdot 10^3}{160} = 54 > 1,5$$

## 9.5 Автоматика на ПС НХЗ 500

Автоматика на подстанции необходима для оптимизации режимов работы подстанции. Например, автоматика включения резерва в случае погашения участка цепи включает передачу энергии по другому контуру, а автоматическое повторное включение позволяет восстановить электроснабжение при самоустраняющемся КЗ.

В данном подразделе будут описаны некоторые из устройств, которые будут применяться на проектируемой подстанции НХЗ 500.

### 9.5.1 АПВ

В качестве автоматики используется АПВ и БАПВ, которые будут выполняться на базе терминала дифференциальной защиты линии REV 551\*2,5-I фирмы АВВ.

Поскольку большинство отключений на линии происходят из-за повреждений неустойчивых или самоустраняющихся, повторное включение линии является необходимой задачей, которую выполняет АПВ.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- 1) При преднамеренном отключении линии АПВ должно быть выведено из работы;
- 2) Обеспечиваемая однократность или двухкратность циклов АПВ;
- 3) Должна быть обеспечена блокировка от многократных включений;

В терминале есть возможность задать приоритеты, например, запретить включать второй выключатель при повторном неуспешном включении первого. Программы АПВ предусматривают не только трехфазное, но и одно- и двухфазное, причем последние переводятся в режим трехфазный после неуспешной попытки. Выдержка времени может задаваться вручную, но не более 0,15 сек. [17] . режим БАПВ отличается быстродействием , т.е. способностью за время бестоковой паузы повторно включить выключатели, пока угол между напряжениями не успел значительно увеличиться.

#### 9.5.2 АВР

При потере питания от одного из источников питания потребители должны быть переведены на другой источник, данную операцию выполняет АВР. АВР должно удовлетворять следующим требованиям:

- 1) Минимальное время срабатывания для сокращения времени перерыва питания потребителей;
- 2) Однократность действия, для предотвращения включения резервного источника на КЗ;
- 3) Минимальное время отключения резервного источника от поврежденного участка цепи;

Время выдержки АВР должно быть отстроено таким образом, чтобы обеспечивалось его недействие при кратковременной потере питания основного. Первостепенной задачей АВР при его работе является отключение выключателя на поврежденной секции шин. Для исключения ситуации с переводом потребителей на отключенный резервный источник АВР имеет максимальное реле напряжения, которое контролирует его на резервном источнике.

### 9.5.3 АЧР

Автоматическая частотная разгрузка (АЧР) – элемент противоаварийной автоматики распределительных подстанций, который предназначен для предотвращения падения частоты энергосистемы в случае резкого уменьшения количества активной мощности в электрической сети.

Благодаря АЧР в случае возникновения дефицита вырабатываемой мощности на электростанциях энергетическая система остается работоспособной и обеспечивает электроснабжение наиболее ответственных потребителей, обесточение которых недопустимо, так как может привести к различным негативным последствиям.

Прежде всего, это потребители первой категории, отключение которых несет опасность для жизни людей или может повлечь за собой большой материальный ущерб. Вторые по важности – это потребители второй категории надежности электроснабжения, отключение которых приводит к нарушению нормального цикла работы предприятий, различных систем и коммуникаций населенных пунктов.

Автоматическая частотная разгрузка в случае снижения частоты ниже установленного значения производит автоматическое отключение части потребителей от электрической сети, чем обеспечивает снижение дефицита вырабатываемой активной мощности в электрической сети. Уменьшение дефицита мощности в свою очередь способствует повышению частоты электрической сети до требуемого значения 50 Гц.

### **9.6 Сигнализация на ПС НХЗ 500**

Для получения оперативной информации о состоянии электрооборудования на подстанциях используют сигнализацию. Сигнализация бывает следующих типов:

- 1) Сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено/отключено);
- 2) Аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях);

3) Предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («отключено») и красные («включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «несоответствие» лампы горят мигающим светом.

На проектируемой ПС предполагается установка световой и звуковой предупредительной и аварийной сигнализации отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправности и работе защит.

Так как, проектируемая подстанция с постоянным пребыванием оперативного персонала, то для привлечения внимания персонала предусматривается установка сирены и звонка сигналов аварийной и предупредительной сигнализации.

## 10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПС НХЗ 500

Целью данного раздела является проектирование контура заземления и молниезащиты для ПС НХЗ 500. Контур заземления необходим для защиты персонала от удара током при возникновении опасного потенциала на корпусах аппаратов, а молниезащита – для защиты объекта от непосредственного влияния удара молнии.

### 10.1 Расчет заземления ПС НХЗ 500

При выполнении заземлений используют вертикальные и горизонтальные электроды заземлители, которые в совокупности с заземляющими проводниками образуют заземляющее устройство (ЗУ). Для расчета заземления необходимо:

- 1) Определить удельное сопротивление грунта.

При этом необходимо привести многослойную структуру грунта к эквивалентной двухслойной модели. Способы приведения зависят от типа заземляющего устройства и характера электрической структуры почвы.

$$\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} = \rho_1 \quad (136)$$

Где  $\rho_1$  – удельное сопротивление первого слоя грунта, в нашем случае (раздел 1.1) для суглинков не водоносных 40 Ом·м;

$\rho_2$  – удельное сопротивление второго слоя грунта, в нашем случае (раздел 1.1) для супесей не водоносных 100 Ом·м.

Площадь, используемая под заземлитель, определяется по следующей формуле:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (137)$$

Где А и В длина и ширина территории под заземлитель, м.



Для КРУЭ 500 кВ Т155, учитывая максимальную длину (для КРУЭ – глубина) и ширину всех ячеек, площадь под заземлитель будет равна:

$$S_{\text{КРУЭ500}} = (50 + 3) \cdot (55 + 3) = 3074 \text{ м}^2$$

Конструктивно контур заземления будет представлять собой сетку, состоящую из горизонтальных проводников, в узлах которой находятся вертикальные заземлители. Горизонтальные заземлители укладываются в траншеи глубиной 0,6-0,7 м от уровня планировочной отметки земли. В качестве горизонтальных и вертикальных заземлителей принимаем проводники круглого сечения диаметром  $d = 25$  мм.

Определим сечение проводников:

$$F_{\Pi} = \pi \cdot R^2 \quad (138)$$

$$F_{\Pi} = \pi \cdot 12,5^2 = 490,625 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку на термическую стойкость по следующей формуле:

$$F_{\text{ТЕР}} = \sqrt{\frac{I_{\text{К}}^{(1)2} \cdot T}{400 \cdot \beta}}; \quad (139)$$

Где  $I_{\text{К}}^{(1)}$  - наибольший ток КЗ из раздела 7;

$T$  - время срабатывания РЗ, не более 4 с на шинах 500 кВ;

$\beta$  - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

$$F_{\text{ТЕР}} = \sqrt{\frac{15600^2 \cdot 4}{400 \cdot 21}} = 340,6 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot S_{\text{СР}} \cdot (d + S_{\text{СР}}); \quad (140)$$

$$S_{\text{СР}} = a_{\text{К}} \cdot \ln^3 T + b_{\text{К}} \cdot \ln^2 T + c_{\text{К}} \cdot \ln T + \alpha_{\text{К}}; \quad (141)$$

Где  $T$  – время использования заземлителя, равное 240 мс;

$a_{\text{К}}, b_{\text{К}}, c_{\text{К}}, \alpha_{\text{К}}$  – справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта. Данные коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$S_{\text{СР}} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,0092 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,784$$

$$F_{\text{КОР}} = \pi \cdot 0,784 \cdot (25 + 0,784) = 63,5 \text{ мм}^2$$

Сечение проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{\text{П}} \geq F_{\text{ТЕР}} + F_{\text{КОР}}; \quad (142)$$

$$490,625 \geq 63,5 + 340,6 = 404,1 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется, следовательно, выбранный диаметр подходит.

Найдем длину горизонтальных электродов:

$$L = A \cdot a + B \cdot b; \quad (143)$$

$a$  – количество полос по ширине ОРУ  $A$ ;

$b$  – количество полос по длине ОРУ  $B$ ;

$$a = \frac{A}{k}; \quad (144)$$

Где  $k$  - Шаг сетки контура заземления, рекомендуется принимать в пределах 5 – 10 м;

$$a = \frac{50}{5} = 10$$

$$b = \frac{B}{k}; \quad (145)$$

$$b = \frac{55}{5} = 11$$

Тогда длина горизонтальных электродов будет равна:

$$L = 50 \cdot 10 + 55 \cdot 11 = 1105 \text{ м};$$

Определим количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{b \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (146)$$

$$n_B = \frac{11 \cdot \sqrt{3074}}{10} = 60,9$$

Принимаем  $n_B = 61$ ;

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для обоих слоев:

$$R = \rho_{\text{ЭКВ}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right); \quad (147)$$

Где  $\rho_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное сопротивление грунта, определяемое по следующему выражению для двух слоев:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_1 \cdot h_1 + \rho_2 \cdot h_2}{h_1 + h_2} \quad (148)$$

Где  $h_1$  и  $h_2$  – толщина верхнего и нижнего слоя соответственно.

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{40 \cdot 2 + 100 \cdot 3}{2 + 3} = 76 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Длина вертикального электрода принимаем равной 5 м;

Коэффициент  $A$  зависит от соотношения длины вертикальных электродов  $l_B$  и  $\sqrt{S}$ :

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{3074}} = 0,01 \Rightarrow A = 0,44$$

$$R = 76 \cdot \left( \frac{0,44}{\sqrt{3074}} + \frac{1}{1105 + 61 \cdot 5} \right) = 0,267 \text{ Ом};$$

Определим импульсный коэффициент заземления, по следующей формуле:

$$a_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭКВ}} + 320) \cdot (I_{\text{М}} + 45)}};$$

Где  $I_{\text{М}}$ - ток молнии, кА. Принимаем равным 40 кА для равнин.

$$a_{\text{И}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3074}}{(76 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,57$$

Определим импульсное сопротивление грунтов, которое должно соответствовать условию:

$$R_{И} = R \cdot a_{И} \leq 0,5; \quad (149)$$

$$R_{И} = 0,267 \cdot 1,57 = 0,42 \text{ Ом} \leq 0,5$$

Условие выполняется.

## **10.2 Молниезащита ПС НХЗ 500**

Молниезащита представляет собой устройство, которое предназначено для защиты оборудования, зданий, сооружений и людей, находящихся в зоне действия молниезащиты от поражения током молнии при прохождении грозового фронта.

Устройство молниезащиты представляет из себя опору заданной длины изготовленную из дерева или бетона с находящимся на конце металлическим штырём длиной около полутора метров соединённого металлическим проводником с основным контуром заземления, что способствует рассеиванию электрического тока разряда молнии. Помимо этого, также применяются молниеотводы, устанавливаемые на металлические приёмные порталы воздушных линий электропередач, установленных на ОРУ подстанций всех классов напряжения.

Внешняя молниезащита подразделяется на следующие виды:

- 1) Молниеприемная сеть;
- 2) Натянутый молниеприемный трос;
- 3) Молниеприемный стержень.

Молниезащита подразделяется на несколько категорий в зависимости от различных параметров, таких как:

- 1) Класс взрывоопасности;
- 2) Класс пожароопасности;
- 3) Вероятность поражения молнией.

На практике наиболее часто применяются стержневые и тросовые молниеотводы. В зависимости от типа установленного молниеотвода изменяется и форма защищаемой им области. принимаем высоту здания КРУЭ 500 кВ

равной 9 м. Высота ячеечных порталов равна 17,5 м. Ограждение территории ПС имеет высоту 3 м. Принимаем к установке четыре стержневых молниеотвода расположенных по углам ПС.

Примем высоту молниеотводов равной  $h_m = 26,5$  м, расстояние между молниеотводами  $L_{1-2} = 38$  м.

Высота защищаемого объекта  $h_{об} = 17,5$  м.

Эффективная высота молниеотвода

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (150)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 26,5 = 22,525 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны

$$r_{x0} = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (151)$$

$$r_{x0} = (1,1 - 0,002 \cdot 26,5) \cdot 26,5 = 27,7 \text{ м}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L \leq 2 \cdot h$

$$r_{сх0} = r_{x0}$$

$$r_{сх0} = 27,7 \text{ м}$$

наименьшая высота внутренней зоны

$$h_{1вн} = h_{эф} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) \quad (152)$$

$$h_{1вн} = 22,525 - (0,17 + 0,0003 \cdot 26,5) \cdot (38 - 26,5) = 20,5 \text{ м}$$

половина ширины внутренней зоны

$$r_{cx} = r_{x0} \cdot \frac{h_{1вн} - h_{об}}{h_{1вн}} \quad (153)$$

$$r_{cx} = 27,7 \cdot \frac{20,5 - 17,5}{20,5} = 4 \text{ м}$$

радиус внутренней зоны

$$r_x = r_{x0} \left(1 - \frac{h_{об}}{h_{эф}}\right) \quad (154)$$

$$r_x = 27,7 \left(1 - \frac{17,5}{22,525}\right) = 6,2 \text{ м}$$

Аналогичным образом рассчитываем параметры для молниеотводов 2,3,4. Т.к. расстояния между ними и другие параметры будут одинаковые, то посчитанные зоны защит для первого молниеотвода справедливы для других. Зоны молниезащит показаны на рисунке 34.

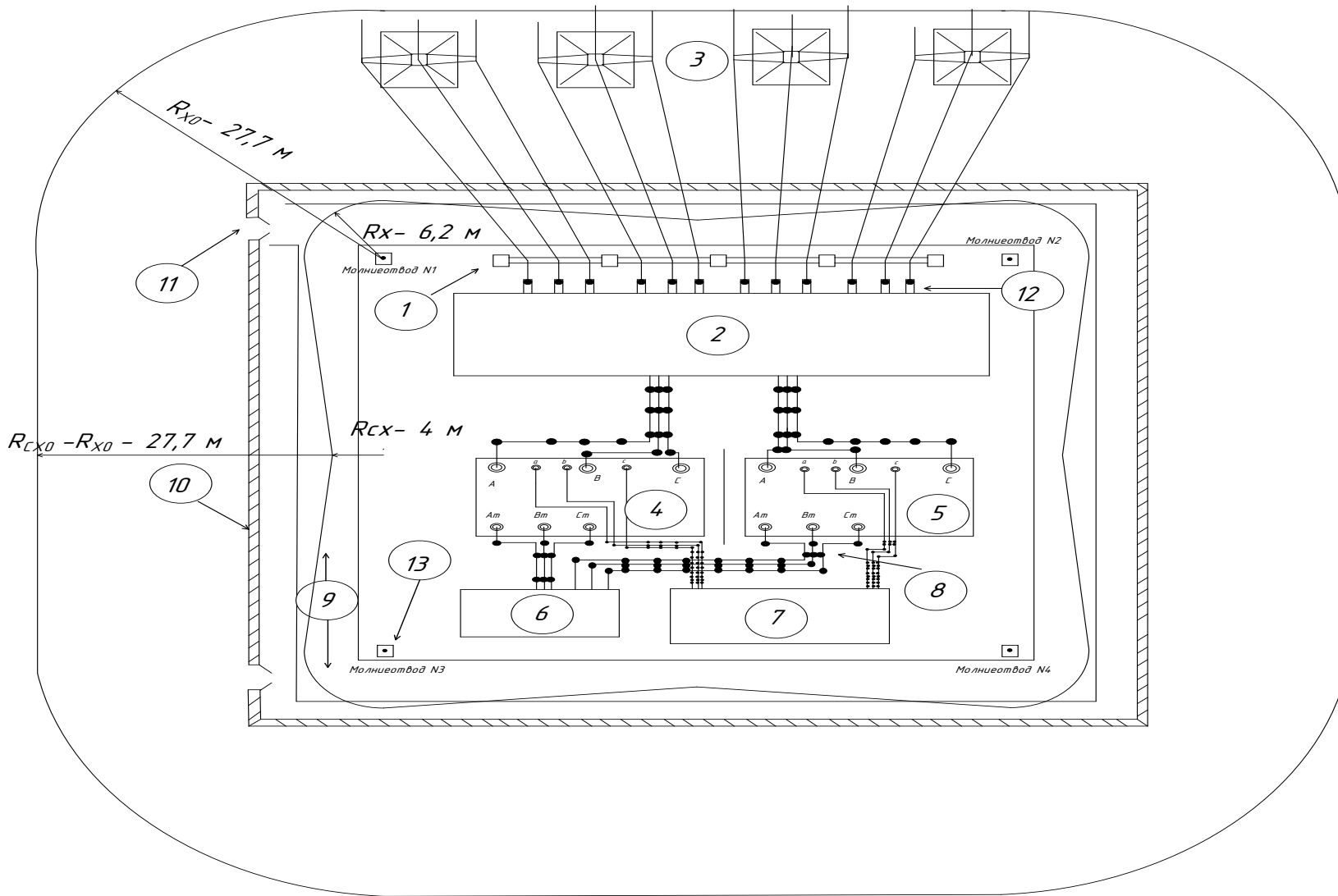


Рисунок 34 – расстановка молниеотводов и зоны защит на ПС НХЗ 500



## 11 ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТЬ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА КОМПОНОВКИ

Целью данного раздела является расчет суммарных эксплуатационных издержек, расчет простого срока окупаемости и ЧДД, чтобы оценить экономическую эффективность проекта и инвестиционную привлекательность.

### 11.1 Расчет потерь

Потери электроэнергии рассчитываем зимнего периода. Определим потери в линиях и трансформатора.

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛ}} + \Delta W_{\text{ТР}} \quad (155)$$

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [29]:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = 3I_{\text{max}}^2 \cdot R_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{год}} \quad (156)$$

Где  $R_{\text{ВЛ}}$  – активное сопротивление линии.

Найдём потери в ВЛ Демьянская- НХЗ 500, МВт\*ч:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП1}} = 3 \cdot 86,6^2 \cdot 5,35 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 1054$$

Аналогичным образом рассчитаем потери во всех линиях.

ВЛ Иртыш- НХЗ 500:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП2}} = 3 \cdot 86,6^2 \cdot 0,327 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 64,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

ВЛ Нелым - НХЗ 500:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП3}} = 3 \cdot 86,6^2 \cdot 5,55 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 1093 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

ВЛ Тюмень- НХЗ 500:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП4}} = 3 \cdot 86,6^2 \cdot 7,9 \cdot 8760 \cdot 10^{-6} = 1556 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Суммарные потери в ВЛ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 1556 + 1093 + 64,5 + 1054 = 3767,5 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Потери в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{ТР}} = \left( 2\Delta P_{\text{ХХ}} + 0,5\Delta P_{\text{К}} \cdot \left( \frac{\sqrt{P^2+Q^2}}{S} \right) \right) \cdot T_{\text{ГОД}} \quad (157)$$

Где  $P, Q$ – прогнозируемые эффективные мощности ПС, рассчитанные в разделе 4;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

$\Delta P_{\text{К}}$ – потери активной мощности в трансформаторе в режиме короткого замыкания, МВт.

$$\Delta W_{\text{ТРА}} = \left( 2 \cdot 0,18 + 0,5 \cdot 0,625 \cdot \left( \frac{300}{250} \right) \right) \cdot 8760 = 6437 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta W = 6437 + 3767,5 = 10204,34 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

Рассчитаем издержки на потери:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (158)$$

Где  $C_{\Delta W}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии, принимаемая согласно тарифу. Согласно [12] :

$$C_{\Delta W} = 3360,15 \frac{\text{тыс.руб}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$$

$$I_{\Delta W} = 10204,34 \cdot 3360 = 3428500 \text{ тыс. руб.}$$

Тогда эксплуатационные суммарные издержки, с учетом посчитанных остальных слагаемых в разделе 3:

$$I = 100134 + 3428500 = 3528634 \text{ тыс. руб.}$$

### 11.2 Определение себестоимости

Себестоимость передачи и распределения энергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} \tag{159}$$

Где  $W$  – суммарное электропотребление за год;

$I_{\Sigma}$  - издержки;

Определяем суммарный объем электроэнергии для нефтехимического комбината:

$$W = P_{\text{ср.лет}} \cdot T_{\text{лето}} + P_{\text{ср.зим.}} \cdot T_{\text{зима}} \tag{160}$$

$P_{\text{ср.лет}}$  – средняя нагрузка в летний период;

$P_{\text{ср.зим.}}$  – средняя нагрузка в зимний период;

$T_{\text{лето}}$  – число часов летнего периода;

$T_{\text{зима}}$  – число часов зимнего периода.

Принимаем, что зимний период насчитывает 5000 часов, летний – 3760.

$$W = 210 \cdot 3760 + 288 \cdot 5000 = 2229600 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$C = \frac{3528634}{2229600} = 1,7 \text{ тыс. руб/МВт}$$

### 11.3 Расчет простого срока окупаемости

Простой срок окупаемости рассчитывается по следующему выражению:

$$T_{\text{окуп}} = \frac{K}{P_{\text{ч}} + I_{\text{ам}}} \quad (161)$$

где  $K$  – суммарные капиталовложения;

$P_{\text{ч}}$  – чистая прибыль;

$I_{\text{ам}}$  – амортизационные издержки.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат. Определяется по следующей формуле, тыс. руб.:

$$P_{\text{ч}} = O - I - N \quad (162)$$

Где  $O$  – доход от полезного отпуска электрической энергии;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки;

$N$  – налог на прибыль. На 2021 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска можно определить по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}} \quad (163)$$

Где  $W_{\text{ПО}}$  - полезный отпуск, МВт·ч;

$T_{\text{пер}}$  - средний тариф на передачу электроэнергии из сети, для Тюменской области составляет 3460 руб./МВт·ч.

$$W_{\text{ПО}} = P_{\text{ср}}^{\text{прогн}} \cdot T_{\text{год}} \quad (164)$$

$$W_{\text{ПО}} = 288 \cdot 8760 = 2522880 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$O = 2522880 \cdot 3460 = 8729165 \text{ тыс.руб.},$$

Налог на прибыль равен:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (165)$$

$$H = 0,2 \cdot (8729165 - 3528634) = 1040106,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$Пч = 8729165 - 3528634 - 1040106,2 = 4160425 \text{ тыс.руб.}$$

$$\text{Ток.} = \frac{1011465}{66810+4160425} = 2,3 \text{ года}$$

Таким образом, простой срок окупаемости составляет 28 месяцев.

#### **11.4 Расчет экономической эффективности проекта**

Расчет производился автоматизированным способом в MS Excel.

В данном разделе требуется рассчитать основные инвестиционные показатели выбранного проекта, такие как ЧДД и DPP, простой срок окупаемости.

Основным показателем экономической эффективности проекта является простой срок окупаемости. Простой срок окупаемости представляет собой период, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции. Определение срока окупаемости капитальных вложений производится последов

тельным суммированием величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений, т.е.

$$\sum_{t=0}^{t=t_c} K_t = \sum_{t=T_n}^{T_p} [O_{\text{прт}} - (И'_t + Н_t)] = \sum_{t=T_n}^{T_{\text{ок.п.}}} (\Pi_{\text{чт}} + И_{\text{амт}}) \quad (166)$$

Где  $t_c$  – срок завершения инвестиций;

$T_n$  – момент начала производства;

$И_{\text{амт}}$  – амортизационные отчисления;

$Н_t$  – ежегодные отчисления налога на прибыль;

$И'_t$  – суммарные экспл.издержки, без учета амортизационных отчислений;

$\Pi_{\text{чт}}$  – чистая прибыль от реализации.

Чистый дисконтированный доход определяется следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \Theta_t \cdot \frac{1}{(1+E_{\text{н.д}})^t} \quad (167)$$

где  $\Theta_t$ - чистый поток платежей, выражается следующей формулой;

$$\Theta_t = D_t - K_t - И_t \quad (168)$$

где  $K_t$ – величина капитальных вложений в год, тыс.руб;

$И_t$ – суммарные эксплуатационные издержки в год, тыс. руб;

$D_t$ - суммарный доход от реализации проекта в год, тыс. руб;

$E_{\text{н.д}}$ - норма дисконта, определяется по размеру ставки рефинансирования ЦБ РФ, по состоянию на текущий год равна 5 %;

$T_{\text{расч}}$ - расчетный период, принимаем равным 10 годам.

Доходом будет являться доход от полезного отпуска:

$$D_t = 0 \quad (169)$$

Капитальные затраты на оборудование, затраты на демонтаж и эксплуатационные издержки по выбранному варианту принимаем в соответствии с расчетами из раздела 3 и данного раздела.

DPP определяется следующим образом:

$$DPP = \sum_{t=0}^{T_{\text{расч}}} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+E_{H,D})^t} \geq K_t + K_D \quad (170)$$

Расчет производился автоматизированным способом в MS Excel, результат представлен в приложении В. На рисунке представлен график ЧДД.

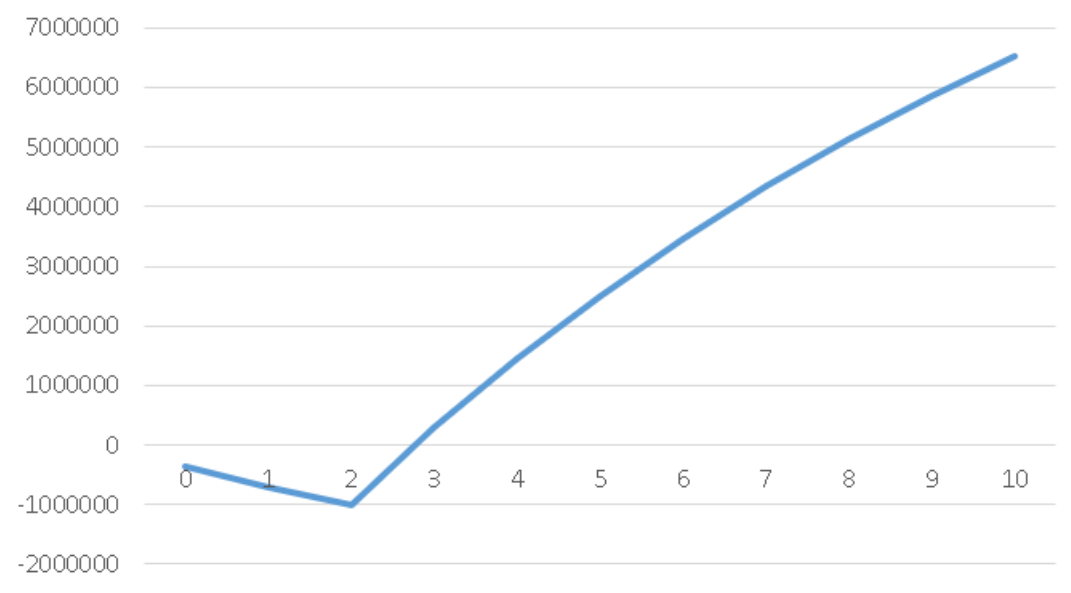


Рисунок 34 – Динамика изменения ЧДД

Таким образом, ЧДД спустя почти 3 года будет положительным, то есть проект признается эффективным с точки зрения инвесторов.

## 12 НАДЕЖНОСТЬ ПС НХЗ 500

Целью данного раздела является расчет надежности подстанции, т.е. ее способность выдерживать системные аварии цепочного характера без катастрофических последствий, без перерыва электроснабжения потребителей.

В качестве примера выполнен расчет вероятности полного отказа РУ 500 кВ относительно автотрансформаторов. Схема РУ 500 кВ имеет следующий вид:

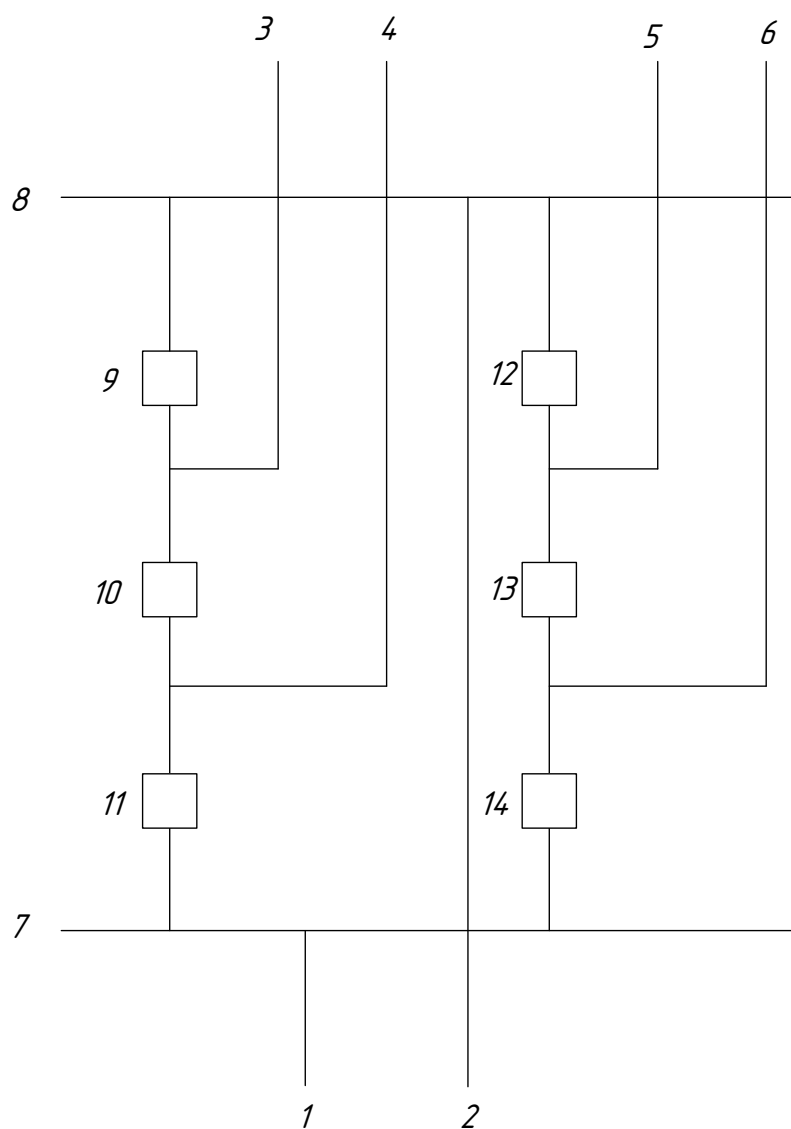


Рисунок 32 – схема РУ 500 кВ



Где 1, 2 – Автотрансформаторы;

3-6 – линии;

7 – 8 – шины;

9-14 – выключатели.

Составим полную схему отказа РУ относительно автотрансформаторов:

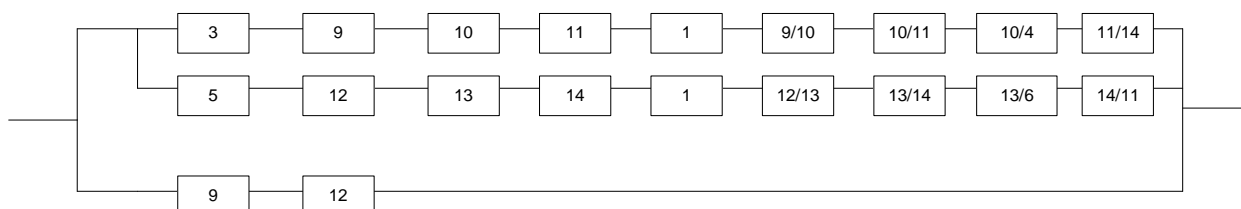


Рисунок 33 – схема полного отказа РУ относительно АТ

Составляем дерево событий для полного погашения РУ на рисунке 37.

Составляем логическое описание отказов РУ:

$$\bar{X}_1 = \bar{X}_3 \vee \bar{X}_9 \vee \bar{X}_{10} \vee \bar{X}_{11} \vee \bar{X}_1 \vee \bar{X}_{9/10} \vee \bar{X}_{10/11} \vee \bar{X}_{10/4} \vee \bar{X}_{11/14} \quad (171)$$

$$\bar{X}_2 = \bar{X}_5 \vee \bar{X}_{12} \vee \bar{X}_{13} \vee \bar{X}_{14} \vee \bar{X}_1 \vee \bar{X}_{12/13} \vee \bar{X}_{13/14} \vee \bar{X}_{13/6} \vee \bar{X}_{14/11} \quad (172)$$

$$\bar{X}_3 = \bar{X}_{12} \vee \bar{X}_9 \quad (173)$$

Для полного погашения РУ:

$$\bar{X}_{ру} = (\bar{X}_1 \wedge \bar{X}_2) \wedge \bar{X}_3 \quad (174)$$

Перейдем от логических переменным к вероятностным:

$$q_1 = w_3 \cdot T_P + w_9 \cdot T_P + w_{10} \cdot T_P + w_{11} \cdot T_P + w_1 \cdot T_P + a_9 T_P w_{10} + a_{10}(w_{11} + w_4) \cdot T_P + a_{11} T_P w_{14} \quad (175)$$

$$q_2 = w_5 \cdot T_p + w_{12} \cdot T_p + w_{13} \cdot T_p + w_{14} \cdot T_p + w_1 \cdot T_p + a_{12} T_p w_{13} + a_{13} (w_6 + w_4) \cdot T_p + a_{14} T_p w_{11} \quad (176)$$

$$q_3 = w_{12} \cdot T_p + w_9 \cdot T_p \quad (177)$$

Где  $w$  – параметр потока отказа, для выключателей принимаем 0,17, для СШ – 0,039, для линии – 0,21 [32];

$a_{11}$  - относительная частота отказов при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента, принимаем равный 0,003[32];

$T_p$  - принимаем равный 1 [32]/

$$q_1 = 0,039 + 0,17 \cdot 3 + 0,21 + 0,003 \cdot 0,17 + 0,003(0,21 + 0,17) = \frac{0,76}{8760} = 8,7 \cdot 10^{-5}$$

$$q_2 = 0,21 + 0,039 + 0,17 \cdot 3 + 0,21 + 0,003 \cdot 0,17 + 0,003(0,21 + 0,17) = \frac{0,76}{8760} = 8,7 \cdot 10^{-5}$$

$$q_3 = 0,17 + 0,17 = \frac{0,34}{8760} = 3,8 \cdot 10^{-5}$$

$$q_{py} = (8,7 \cdot 10^{-5} \cdot 8,7 \cdot 10^{-5}) \cdot 3,8 \cdot 10^{-5} = 2,87 \cdot 10^{-13}$$

Отказ схемы в нормальном режиме:

$$q_{pyнорм} = (8,7 \cdot 10^{-5} \cdot 8,7 \cdot 10^{-5}) + 3,8 \cdot 10^{-5} = 3,8 \cdot 10^{-5}$$

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПС НХЗ 500

Данный раздел предназначен для рассмотрения вопросов, связанных с условиями безопасности работников, экологичности проекта и методики при возникновении чрезвычайных ситуаций. В первом подразделе рассмотрены основные требования при сооружении подстанции, а именно, при монтаже электротехнического оборудования и строительстве иных объектов ПС.

### **13.1 Безопасность**

В данной выпускной квалификационной работе будет производиться проектирование и дальнейшее сооружение подстанции, при котором выполняется следующий перечень работ:

- 1) общестроительные работы по сооружению здания или комплекса подстанции и ее инженерных сетей, включая опоры ЛЭП;
- 2) монтаж электрооборудования подстанций;
- 3) Пусконаладочные работы;
- 4) Дальнейшее обслуживание силового оборудования и иного оборудования на ПС.

При выполнении данных видов работ необходимо руководствоваться правилами и нормами ТБ.

Рассмотрим правила ТБ при возведении опор ЛЭП, руководствуясь [21]:

- 1) Подъем опоры запрещается производить при скорости ветра выше 10-12 м/с;
- 2) При выполнении каких-либо работ на опоре, они должны выполняться только с закреплением предохранительного пояса непосредственно к опоре;
- 3) Руководитель работ обязан следить за исполнением своих прямых обязанностей и нахождением на рабочем месте машинистов кранов, тракторов, мотористов лебедок

4) Запрещено нахождение посторонних лиц при сооружении опоры ЛЭП;

5) Перед началом любых работ, связанных с применением тяговых или подъемных механизмов, бригадир обязан проверить знание членами бригады системы сигналов, посредством которых ведется работа;

б) При возникновении неполадок или подозрении на них при подъеме опоры необходимо немедленно его прекратить и принять меры опускания ее на землю;

7) После закрепления троса на опоре рабочий должен отойти от нее. Браться за комель опоры для направления его в котлован разрешается только после того, как опора будет полностью оторвана от земли и тем самым проверена надежность ее крепления к тросу. Рабочий при этом находится со стороны, обратной наклону опоры.

При монтаже силового электрооборудования на подстанции, в конкретном примере автотрансформатора, рабочие должны соблюдать следующие требования ТБ:

1) Запрещено осуществлять монтаж автотрансформатора в неблагоприятных условиях: сильного тумана, во время грозы, при скорости ветра более 12 м/с;

2) Все лестницы и подмости при использовании в работе требуют наличия ограждений и перил;

3) Перемещения автотрансформатора должно осуществляться с помощью грузоподъемной техники;

4) Строповку оборудования могут выполнять лишь те лица, которые прошли специальное обучение;

5) Во время монтажа автотрансформатора рабочим категорически запрещается находиться на нем, или на его отдельных элементах;

б) При выполнении работ нельзя допускать ситуации, при которой бак автотрансформатора будет находиться в подвешенном состоянии.

Также будет проводиться прокладка кабельных линий. Рассмотрим меры безопасности при выполнении данных работ:

1) При перекатке барабана с кабелем необходимо не допустить возникновения ситуации с захватом им выступающих частей одежды работников, ведущих прокладку КЛ. До начала работ по перекатке следует концы кабеля надежно закрепить, а имеющиеся гвозди и иные выступающие части удалить;

2) Кабель, пустые барабаны, механизмы, приспособления и инструменты размещать непосредственно у бровки и траншей запрещается;

3) Разматывать кабель с барабана можно только при наличии тормозного приспособления. Кабели запрещается поднимать с приставных лестниц;

4) Если кабель прокладывается внутри помещения через какие-либо проемы, то рабочие должны находиться по обе стороны от данного проема. Если кабель прокладывается через стальные трубы необходимо принимать меры против ранения рук рабочих;

5) Для освещения рабочего места в колодцах или туннелях допускается применять переносные лампы с номинальным напряжением  $U_{ном} = 12 \text{ В}$ , или аккумуляторные фонари;

6) При работах в колодцах или туннелях разогревать мастину или припой следует только снаружи;

При пусконаладочных работах следует выполнять следующие требования ТБ:

1) Запрещается без снятия напряжения и видимого разрыва в сети производить сборку временных схем для электрических испытаний, перестановку приборов, переключение проводов в схемах;

2) Запрещается без участия лиц, ответственных за эксплуатацию силового оборудования, опробование схем с осуществлением подачи рабочего напряжения на это оборудование;

3) Запрещается снимать приборы, находящиеся под напряжением, а также производить в данных приборах регулировку или настройку.

При обслуживании силового оборудования на ПС, а именно элегазового оборудования следует выполнять все требования ТБ согласно [21];

1) Персоналу запрещено находиться в зоне действия выхлопных и предохранительных устройств элегазового оборудования, которое находится под действием избыточного давления. Выхлоп должен быть направлен туда, где нахождение работников маловероятно;

2) Запрещено находиться без индивидуальных средств защиты в помещениях, где может быть потенциальная концентрация элегаза. К таковым относятся КРУЭ, помещения, расположенные ниже уровня зала, в котором установлено элегазовое оборудование, кабельные каналы и коллекторы.

3) При коммутациях, выполняемых на элементах КРУЭ следует исключить контакт газообразных и твердых веществ, вредных для здоровья человека, с персоналом, проводящему коммутацию.

### **13.2 Экологичность**

Электрические поля промышленной частоты, в особенности тех классов напряжений, которые есть на нашей подстанции, негативно влияют как на человека, так и на окружающую среду. К таким факторам можно отнести:

- 1) Акустический шум;
- 2) Возникновение озона вследствие коронирования высоковольтных линий электропередач;
- 3) Высокая напряженность электрического поля в месте провисания провода.

Негативное влияние на человека заключается в реакции организма на электромагнитные волны. У него могут возникать головные боли, недомогание, слабость. Вследствие этого, существуют специально разработанные санитарные нормы, которые регулируют время нахождения человека без средств защиты и минимальные расстояния от ЛЭП до жилых, производственных и непромышленных зданий и помещений. Так, охранная (санитарная) зона для ВЛ напряжением 500 кВ составляет 30 метров.

Наша подстанция находится за пределами города и городского округа, а значит, не будет оказывать влияния на здоровье населения близлежащих пунктов.

Стоит отметить, что при прокладке кабельных линий используются современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), которые являются экологичными вследствие отсутствия утечек масла .

### **13.3 Чрезвычайные ситуации**

Самая тяжелая по последствиям может быть чрезвычайная ситуация, связанная с многочисленными очагами возгорания, которые могут перерасти в пожар. Во-первых, при его возникновении отключается все электроснабжение, а так как наша подстанция питает крупный нефтехимический комбинат, это приведет к останову непрерывного технологического процесса, происходящего там. В результате, застой скажется на объеме выпускаемой продукции и предприятие потеряет огромные деньги. Во-вторых, пожар может нанести вред силовому оборудованию, которое может выйти из строя, что опять же приведет к нежелательным экономическим потерям. В целях исключения такой ситуации, на подстанции предусмотрена автоматическая система пожаротушения, включающая в себя насосную станцию и распределительный трубопровод.

Самым дорогим высоковольтным аппаратом на подстанции является автотрансформатор, поэтому самой тяжелой чрезвычайной ситуацией считаем возгорание автотрансформатора и несрабатывание по какой-то причине системы пожаротушения. В качестве диэлектрической среды в АТ используется масло, способное гореть. Поэтому, для каждого автотрансформатора проектируется и сооружается маслоприемник, который необходим для предотвращения растекания масла и распространения пожара.

На ПС НХЗ 500 установлен автотрансформатор марки АТДЦТН-250000/500/110 УХЛ1. Данные для расчета маслоприемника приведены в таблице 54:

Таблица 54 – параметры автотрансформатора для расчета маслоприемника

Масса трансформаторного масла в трансформаторе М, кг	Габариты трансформатора		
	Длина А, мм	Ширина В, мм	Высота Н, мм
77000	13800	7100	10850

Расчет должен быть выполнен с учетом следующих требований, указанных в [1]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты автотрансформатора не менее чем на 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора на расстоянии менее 2 м;

2) Маслоприемник с отводом масла выполняется, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т (в нашем случае 77 т);

3) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор;

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными

Определим длину и ширину маслоприемника исходя из формул:

$$A_{\text{МП}} = A_{\text{T}} + 2\Delta \quad (178)$$

$$B_{\text{МП}} = B_{\text{T}} + 2\Delta \quad (179)$$

Где  $A_{\text{T}}$  – длина трансформатора, м;

$B_{\text{T}}$  – ширина трансформатора, м.

$$A_{\text{МП}} = 13,8 + 2 \cdot 2 = 17,8 \text{ м}$$



$$B_{МП} = 7,1 + 4 = 11,1 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{МП} = A_{МП} B_{МП} \quad (180)$$

$$S_{МП} = 17,8 \cdot 11,1 = 197,58 \text{ м}^2$$

Принимаем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. Конструкция маслоприемника с отводом масла, с учетом вышеперечисленных требований, приведена на рисунке 32:

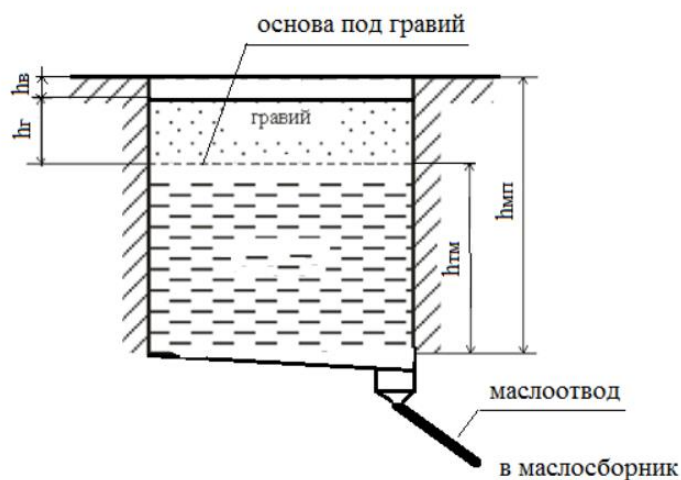


Рисунок 34 – Конструкция маслоприемника

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТМ}}{\rho_{ТМ}} \quad (181)$$

Где  $M_{ТМ}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{\text{ТМ}}$  – плотность трансформаторного масла, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ТМ}} = (880 - 890)$  кг/м<sup>3</sup>).

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{77000}{890} = 86,51 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприемника с отводом трансформаторного масла равна:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{ГР}} \quad (182)$$

Где  $h_{\text{В}}$  – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметкой ОРУ, м (не менее 75 мм) ;

$h_{\text{ГР}}$  – толщина гравия (щебня), м (не менее 0,25 м);

$h_{\text{ТМ}}$  – глубина маслоприемника для приема 100% масла , м;

Глубину маслоприемника рассчитываем по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТМ}}} \quad (183)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{86,51}{197,58} = 0,44 \text{ м}$$

$$h_{\text{МП}} = 0,44 + 0,25 + 0,075 = 0,765 \text{ м}$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{\text{М.С.}} \geq V_{\text{ТМ}} + V_{\text{ВОДЫ}} \quad (184)$$

$$V_{\text{ВОДЫ}} = 0,8It(S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}) , \quad (185)$$

Где  $I$  – интенсивность пожаротушения, л/ (с·м<sup>2</sup>) ( $I = 0,2$  л/(с·м<sup>2</sup>));

$t$  – нормативное время пожаротушения, с ( $t = 30$  мин);

$S_{\text{БПТ}}$  – площадь боковой поверхности трансформатора,  $\text{м}^2$ .

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_{\text{T}} \cdot (A_{\text{T}} + B_{\text{T}}) \quad (186)$$

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 10,85 \cdot (13,8 + 7,1) = 453,53 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 1800(197,58 + 453,53) = 187,52 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{м.с.}} \geq 86,51 + 187,52 = 274 \text{ м}^3$$

То есть наш маслоприемник должен быть объемом более  $274 \text{ м}^3$ .

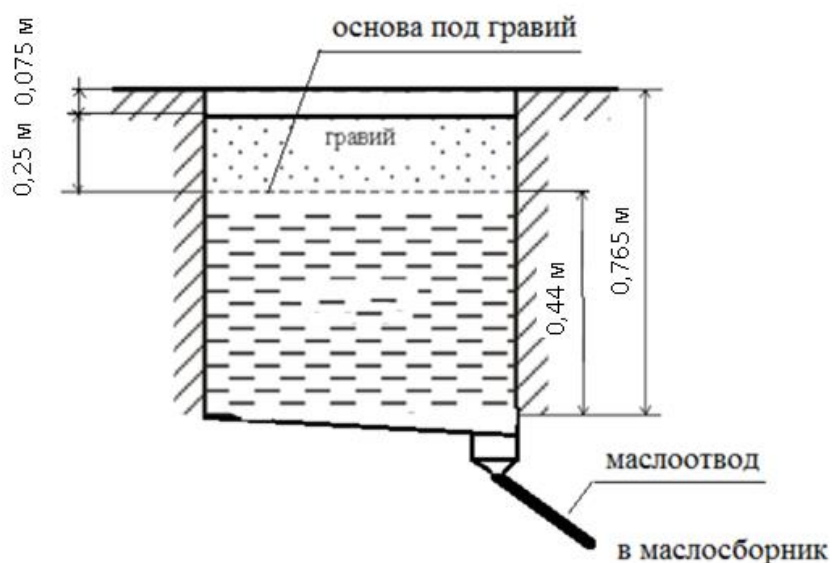


Рисунок 35 – схема маслоприемника

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы был разработан вариант проектируемой ПС 500 НХЗ для нужд нефтехимического комбината, который по своим производственным мощностям аналогичен ООО «ЗапСибНефтехим».

Был выбран наиболее оптимальный вариант компоновки ПС, который отвечает как требованиям надежности, так и экономичности. В качестве такого варианта был выбран исключаящий сооружение открытых распределительных устройств, а основным типом исполнения РУ стали КРУЭ и КРУ. Данный вариант значительно упрощает обслуживание ПС, повышает ее надежность. Технико-экономический анализ показал, что принятый вариант компоновки на 21% эффективнее варианта с сооружением ОРУ.

Был учтен рост нагрузок нефтехимического комбината, выбраны мощности автотрансформаторов, коэффициенты загрузки которых удовлетворяют нуждам комбината в полной степени. Расчет электрических нагрузок показал, что нагрузка распределяется по присоединениям равномерно, что упростит выбор электрических аппаратов.

Был сформирован вывод о целесообразности установки компенсирующих устройств, установка которых не потребовалась. Выработка реактивной мощности происходит за счет наличия на стороне потребителя большого числа асинхронных и синхронных двигателей.

Был произведен расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции, учтена подпитка от основной нагрузки ПС – асинхронных и синхронных двигателей. Для этого было произведено эквивалентирование участка 110кВ - 10 кВ, вычислены эквивалентные ЭДС АД и СД. Расчет ТКЗ показал, что ток трехфазного КЗ превосходит ток однофазного вследствие режимов работы нейтралей трансформаторов.

Выбрано основное силовое оборудование на проектируемой ПС, которое по результатам токов КЗ и прогнозируемых нагрузок прошло проверку по

термической и динамической стойкости. Для каждого трансформатора тока был подобран свой номинальный первичный ток, который для каждого присоединения на своем напряжении был выбран одинаковый. На каждом присоединении был проверен ОПН по максимальному рабочему напряжению и энергоемкости.

Были рассчитаны уставки основной релейной защиты для автотрансформатора на базе микропроцессорного терминала «БЭ2704». Были рассчитаны уставки – быстродействующей дифференциальной токовой отсечки, чувствительной дифференциальной токовой защиты с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания и максимальной токовой защиты сторон АТ.

Был рассчитан контур заземления – определено количество вертикальных электродов, количество полос по длине и ширине ПС, рассчитана молниезащита.

На основе оценки инвестиционной привлекательности проекта был сделан вывод о том, что проект окупит себя уже через три года и начнет приносить прибыль.

В разделе безопасность и экологичность были описаны основные требования при монтажных работах по проектированию подстанции, а также для выполнения требований по пожарной безопасности был рассчитан маслоприемник под автотрансформатор.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок микропроцессорный релейной защиты БЭ2704. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2018 г.

2 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М. : АмГУ, 2014. – 91 с.

3 ГОСТ 15160-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М. : ЭНАС, 2012. – 142 с.

4 ГОСТ 15163–96. Издания. Международная стандартная нумерация книг – Москва : федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2013. – 20 с.

5 ГОСТ 32144-2013. Издания. Международная стандартная нумерация книг. – Взамен впервые ; введ. 2014-01-07. – Москва : федеральное агенство по техническому регулированию и метрологии ; М. : Изд-во стандартов, 2014. – 20 с.

6 Ерошенко, С.А. Расчет токов короткого замыкания в энергосистемах: Учебное пособие / С. А. Ерошенко, и др. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2019. – 104 с.

7 Короткие замыкания и несимметричные режимы электроустановок [Текст] : учеб.пособие / И. П. Крючков [и др.]. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2011. - 472 с.

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

9 Сайт Википедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://ru.wikipedia.org/> - 13.04.2021

- 10 Официальный сайт ООО «КрасТехЭнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <http://www.krastehenergo.ru/> - 15.05.2021.
- 11 Официальный сайт ООО «ПитерЭнергоМаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://piterenergomash.ru/> - 17.04.2021
- 12 Официальный сайт ПАО «Сибур Холдинг» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.sibur.ru/> - 02.02.2021
- 13 Официальный сайт АО «ЭлектронМаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.electronmash.ru/>- 18.05.2021
- 14 Официальный сайт АО «ЭлектронМаш» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.electronmash.ru/>- 18.05.2021
- 15 Официальный сайт ООО НПП «Экра» [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://ekra.ru/> - 07.05.2021
- 16 Официальный сайт General electric [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://www.ge.com/ru/> - 14.03.2021
- 17 Правила устройства электроустановок . – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 118 с.
- 18 Приказ Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. № 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» // Зарегистрирован в Минюсте России 22 июля 2015 г. №38151.
- 19 Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учеб. пособие / С.Е. Кокин, С.А. Дмитриев.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2018.— 192 с
- 20 Проектирование систем противопожарной защиты на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Общие технические требования, СТО 56947007-33.040.10.139-2012, ФСК ЕЭС, 2012 г.
- 21 РД 153-34.3-03.285-2002 . Правила безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ

22 РД 153-34.0-20.527-98.Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под редакцией Б.Н.Неклепаева. – М. Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

23 Редакция сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–1150 кВ», утвержденная приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.07.12г № 385- 62 с.

24 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.30.047-2010, ФСК ЕЭС, 2010 г.

25 Савина, Н.В. Электроэнергетические системы и сети. Методические указания к курсовому проектированию – Благовещенск. : АмГУ, 2013. – 59 с.

26 Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026. – 272 с.

27 Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.

28 С.А. Ерошенко. Расчет токов коротких замыканий в энергосистемах: учеб. пособие / С.А. Ерошенко [и др.].— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2019. — 104 с.

29 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.

30 Федеральный закон от 29 июля 1998 г. N 135-ФЗ "Об оценочной деятельности в Российской Федерации» с изменениями за 31 марта 2020 г.

31 Фёдоров А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. - М. : Энергоатомиздат, 2011.-368 с

32 Фокин Ю.А., Туфанов В.А. Оценка надежности систем электроснабжения.Переиздание.– М.: Энергоиздат, 2011. – 254



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Эквивалентирование шин 10 кВ:

$$X_{ad5} := 235.2$$

$$X_{ad6} := 105$$

$$X_{ad7} := 258$$

$$X_{ad8} := 320$$

$$X_{ad9} := 75$$

$$X_{ad10} := 257.7$$

$$X_{ad11} := 300$$

$$X_{ad12} := 300$$

$$X_{ad13} := 312$$

$$X_{ad14} := 257.7$$

$$X_{ad16} := 257.7$$

$$X_{ad15} := 257.7$$

$$X_3 := 42.6$$

$$X_4 := \frac{X_3 \cdot X_{ad5}}{X_3 + X_{ad5}}$$

$$X_4 = 36.067$$

$$X_5 := \frac{X_4 \cdot X_{ad6}}{X_4 + X_{ad6}}$$

$$X_5 = 26.846$$

$$X_6 := \frac{X_5 \cdot X_{ad7}}{X_5 + X_{ad7}}$$

$$X_6 = 24.316$$

$$X_7 := \frac{X_6 \cdot X_{ad8}}{X_6 + X_{ad8}}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X7 = 22.599$$

$$X8 := \frac{X7 \cdot Xad9}{X7 + Xad9}$$

$$X8 = 17.366$$

$$X9 := \frac{X8 \cdot Xad10}{X8 + Xad10}$$

$$X9 = 16.27$$

$$X10 := \frac{X9 \cdot Xad11}{X9 + Xad11}$$

$$X10 = 15.433$$

$$X11 := \frac{X10 \cdot Xad12}{X10 + Xad12}$$

$$X11 = 14.678$$

$$X12 := \frac{X11 \cdot Xad13}{X11 + Xad13}$$

$$X12 = 14.018$$

$$X13 := \frac{X12 \cdot Xad14}{X12 + Xad14}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X13 = 13.295$$

$$X14 := \frac{X13 \cdot Xad15}{X13 + Xad15}$$

$$X14 = 12.643$$

$$X15 := \frac{X14 \cdot Xad16}{X14 + Xad16}$$

$$X15 = 12.051 \quad Xad2 := 113.5 \quad Xad3 := 276$$

$$Xad1 := 63.2 \quad \text{\color{green}Xad5} := 40 \quad Xsd1 := 15.4$$

$$Xad4 := 456$$

$$X1 := \frac{Xad1 \cdot Xad2}{Xad1 + Xad2}$$

$$X1 = 40.595$$

$$X2 := \frac{X1 \cdot Xad3}{X1 + Xad3}$$

$$X2 = 35.39$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X3 := \frac{X2 \cdot Xad4}{X2 + Xad4}$$

$$X3 = 32.841$$

$$X4 := \frac{X3 \cdot Xad5}{X3 + Xad5}$$

$$X4 = 18.034$$

Расчет токов КЗ на шинах второго трансформатора:

1 секция:

$$S6 := 1000$$

$$Pad1 := 1.25$$

$$Pad2 := 1.25$$

$$Pad3 := 2.24$$

$$\cosad1 := 0.88$$

$$\cosad2 := 0.88$$

$$\cosad3 := 0.92$$

$$Kad1 := 6.5$$

$$Kad2 := 6.5$$

$$Kad3 := 6.5$$

$$Pad4 := 1.25$$

$$Pad5 := 0.5$$

$$Pad6 := 0.315$$

$$\cosad4 := 0.922$$

$$\cosad5 := 0.87$$

$$\cosad6 := 0.89$$

$$Kad4 := 6.5$$

$$Kad5 := 6.3$$

$$Kad6 := 6.2$$

$$Xd1 := \frac{S6 \cdot \cosad1}{Pad1 \cdot Kad1}$$

$$Xd2 := \frac{S6 \cdot \cosad2}{Pad2 \cdot Kad2}$$

$$Xd3 := \frac{S6 \cdot \cosad3}{Pad3 \cdot Kad3}$$

$$Xd1 = 108.308$$

$$Xd2 = 108.308$$

$$Xd3 = 63.187$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$Xd4 := \frac{Sб \cdot \cos ad4}{Pad4 \cdot Kad4} \quad Xd5 := \frac{Sб \cdot \cos ad5}{Pad5 \cdot Kad5} \quad Xd6 := \frac{Sб \cdot \cos ad6}{Pad6 \cdot Kad6}$$

$$Xd4 = 113.477 \quad Xd5 = 276.19 \quad Xd6 = \blacksquare$$

$$x1 := \frac{Xd1 \cdot Xd2}{Xd1 + Xd2}$$

$$x1 = 54.154$$

$$x2 := \frac{x1 \cdot Xd3}{x1 + Xd3}$$

$$x2 = 29.161$$

$$x3 := \frac{x2 \cdot Xd4}{x2 + Xd4}$$

$$x3 = 23.2$$

$$x4 := \frac{x3 \cdot Xd5}{x3 + Xd5}$$

$$x4 = 21.402$$

$$x5 := \frac{x4 \cdot Xd6}{x4 + Xd6}$$

$$x5 = \blacksquare$$

2 секция:

$$\underline{Pad1} := 1.65$$

$$\underline{Pad2} := 1.1$$

$$\underline{Pad3} := 0.45$$

$$\underline{\cos ad1} := 0.89$$

$$\underline{\cos ad2} := 0.89$$

$$\underline{\cos ad3} := 0.85$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{\text{Kad1}} := 5.8 \quad \underline{\text{Kad2}} := 5.5 \quad \underline{\text{Kad3}} := 6$$

$$\underline{\text{Pad4}} := 0.425 \quad \underline{\text{Pad5}} := 0.645 \quad \underline{\text{Pad6}} := 0.46$$

$$\underline{\text{cosad4}} := 0.91 \quad \underline{\text{cosad5}} := 0.88 \quad \underline{\text{cosad6}} := 0.83$$

$$\underline{\text{Kad4}} := 5.8 \quad \underline{\text{Kad5}} := 5.8 \quad \underline{\text{Kad6}} := 7$$

$$\text{Pad7} := 1.65 \quad \text{Pad8} := 1.1 \quad \text{Pad9} := 0.45$$

$$\text{cosad7} := 0.89 \quad \text{cosad8} := 0.89 \quad \text{cosad9} := 0.85$$

$$\text{Kad7} := 5.8 \quad \text{Kad8} := 5.5 \quad \text{Kad9} := 6$$

$$\text{Pad10} := 0.425 \quad \text{Pad11} := 0.645 \quad \text{Pad12} := 0.315$$

$$\text{cosad10} := 0.91 \quad \text{cosad11} := 0.88 \quad \text{cosad12} := 0.89$$

$$\text{Kad10} := 5.8 \quad \text{Kad11} := 5.8 \quad \text{Kad12} := 6.2$$

$$\text{Pad13} := 4.8$$

$$\text{cosad13} := 0.9$$

$$\text{Kad13} := 4.7$$

$$\underline{\text{Xd1}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad1}}{\text{Pad1} \cdot \text{Kad1}} \quad \underline{\text{Xd2}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad2}}{\text{Pad2} \cdot \text{Kad2}} \quad \underline{\text{Xd3}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad3}}{\text{Pad3} \cdot \text{Kad3}}$$

$$\text{Xd1} = 92.999 \quad \text{Xd2} = 147.107 \quad \text{Xd3} = 314.815$$

$$\underline{\text{Xd4}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad4}}{\text{Pad4} \cdot \text{Kad4}} \quad \underline{\text{Xd5}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad5}}{\text{Pad5} \cdot \text{Kad5}} \quad \underline{\text{Xd6}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad6}}{\text{Pad6} \cdot \text{Kad6}}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X_{d4} = 369.168 \quad X_{d5} = 235.231 \quad X_{d6} = 257.764$$

$$X_{d7} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d7}}{P_{ad7} \cdot K_{ad7}} \quad X_{d8} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d8}}{P_{ad8} \cdot K_{ad8}} \quad X_{d9} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d9}}{P_{ad9} \cdot K_{ad9}}$$

$$X_{d7} = 92.999 \quad X_{d8} = 147.107 \quad X_{d9} = 314.815$$

$$X_{d10} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d10}}{P_{ad10} \cdot K_{ad10}} \quad X_{d11} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d11}}{P_{ad11} \cdot K_{ad11}} \quad X_{d12} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d12}}{P_{ad12} \cdot K_{ad12}}$$

$$X_{d10} = 369.168 \quad X_{d11} = 235.231 \quad X_{d12} = 455.709$$

$$X_{d13} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d13}}{P_{ad13} \cdot K_{ad13}}$$

$$X_{d13} = 39.894$$

$$x_1 := \frac{X_{d1} \cdot X_{d2}}{X_{d1} + X_{d2}}$$

$$x_1 = 56.978$$

$$x_2 := \frac{x_1 \cdot X_{d3}}{x_1 + X_{d3}}$$

$$x_2 = 48.246$$

$$x_3 := \frac{x_2 \cdot X_{d4}}{x_2 + X_{d4}}$$

$$x_3 = 42.67$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x4 := \frac{x3 \cdot Xd5}{x3 + Xd5}$$

$$x4 = 36.118$$

$$x5 := \frac{x4 \cdot Xd6}{x4 + Xd6}$$

$$x5 = 31.679$$

$$x6 := \frac{x5 \cdot Xd7}{x5 + Xd7}$$

$$x6 = 23.63$$

$$x7 := \frac{x6 \cdot Xd8}{x6 + Xd8}$$

$$x7 = 20.36$$

$$x8 := \frac{x7 \cdot Xd9}{x7 + Xd9}$$

$$x8 = 19.123$$

$$x9 := \frac{x8 \cdot Xd10}{x8 + Xd10}$$

$$x9 = 18.181$$

$$x10 := \frac{x9 \cdot Xd11}{x9 + Xd11}$$

$$x10 = 16.877$$

$$x11 := \frac{x10 \cdot Xd12}{x10 + Xd12}$$



ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x_{11} = 16.274$$

$$x_{12} := \frac{x_{11} \cdot X_{d13}}{x_{11} + X_{d13}}$$

$$x_{12} = 11.559$$

Расчет токов КЗ на шинах третьего трансформатора:

1 секция:

$$S_6 := 1000$$

$$Pad1 := 0.46$$

$$Pad2 := 0.4$$

$$Pad3 := 2$$

$$cosad1 := 0.83$$

$$cosad2 := 0.88$$

$$cosad3 := 0.92$$

$$Kad1 := 7$$

$$Kad2 := 7$$

$$Kad3 := 6$$

$$Pad4 := 0.46$$

$$Pad5 := 0.5$$

$$Pad6 := 0.5$$

$$cosad4 := 0.922$$

$$cosad5 := 0.89$$

$$cosad6 := 0.89$$

$$Kad4 := 7$$

$$Kad5 := 6$$

$$Kad6 := 7$$

$$Pad7 := 0.46$$

$$Pad8 := 0.46$$

$$Pad9 := 0.4$$

$$cosad7 := 0.922$$

$$cosad8 := 0.922$$

$$cosad9 := 0.88$$

$$Kad7 := 7$$

$$Kad8 := 7$$

$$Kad9 := 7$$

$$Pad10 := 4.8$$

$$Psd1 := 14$$

$$cosad10 := 0.9$$

$$cosd1 := 0.9$$

$$Kad10 := 4.7$$

$$xD := 0.228$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{X_{d1}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad1}{Pad1 \cdot Kad1} \quad \underline{X_{d2}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad2}{Pad2 \cdot Kad2} \quad \underline{X_{d3}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad3}{Pad3 \cdot Kad3}$$

$$X_{d1} = 257.764 \quad X_{d2} = 314.286 \quad X_{d3} = 76.667$$

$$\underline{X_{d4}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad4}{Pad4 \cdot Kad4} \quad \underline{X_{d5}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad5}{Pad5 \cdot Kad5} \quad \underline{X_{d6}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad6}{Pad6 \cdot Kad6}$$

$$X_{d4} = 286.335 \quad X_{d5} = 296.667 \quad X_{d6} = 254.286$$

$$\underline{X_{d7}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad7}{Pad7 \cdot Kad7} \quad \underline{X_{d8}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad8}{Pad8 \cdot Kad8} \quad \underline{X_{d9}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad9}{Pad9 \cdot Kad9}$$

$$X_{d7} = 286.335 \quad X_{d8} = 286.335 \quad X_{d9} = 314.286$$

$$\underline{X_{d10}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad10}{Pad10 \cdot Kad10} \quad \underline{X_{sd1}} := \frac{S_6 \cdot \cos d1 \cdot xD}{Psd1}$$

$$X_{d10} = 39.894 \quad X_{sd1} = 14.657$$

$$\underline{x1} := \frac{X_{d1} \cdot X_{d2}}{X_{d1} + X_{d2}}$$

$$x1 = 141.616$$

$$\underline{x2} := \frac{x1 \cdot X_{d3}}{x1 + X_{d3}}$$

$$x2 = 49.739$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x3 := \frac{x2 \cdot Xd4}{x2 + Xd4}$$

$$x3 = 42.378$$

$$x4 := \frac{x3 \cdot Xd5}{x3 + Xd5}$$

$$x4 = 37.081$$

$$x5 := \frac{x4 \cdot Xd6}{x4 + Xd6}$$

$$x5 = 32.362$$

$$x6 := \frac{x5 \cdot Xd7}{x5 + Xd7}$$

$$x6 = 29.076$$

$$x7 := \frac{x6 \cdot Xd8}{x6 + Xd8}$$

$$x7 = 26.395$$

$$x8 := \frac{x7 \cdot Xd9}{x7 + Xd9}$$

$$x8 = 24.35$$

$$x9 := \frac{x8 \cdot Xd10}{x8 + Xd10}$$

$$x9 = 15.121$$

$$Xp := 0.21$$

$$Xr := 0.13$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x_{экв1} := x_9 + X_p + X_t$$

$$x_{экв1} = 15.461$$

2 секция:

$$\underline{Pad1} := 2.24$$

$$\underline{Pad2} := 1.25$$

$$\underline{Pad3} := 0.5$$

$$\underline{cosad1} := 0.89$$

$$\underline{cosad2} := 0.89$$

$$\underline{cosad3} := 0.85$$

$$\underline{Kad1} := 6.5$$

$$\underline{Kad2} := 6.5$$

$$\underline{Kad3} := 6.3$$

$$\underline{Pad4} := 0.315$$

$$\underline{Pad5} := 2.24$$

$$\underline{cosad4} := 0.91$$

$$\underline{cosad5} := 0.89$$

$$\underline{Kad4} := 5.8$$

$$\underline{Kad5} := 6.5$$

$$\underline{Xd1} := \frac{S_6 \cdot \underline{cosad1}}{\underline{Pad1} \cdot \underline{Kad1}}$$

$$\underline{Xd2} := \frac{S_6 \cdot \underline{cosad2}}{\underline{Pad2} \cdot \underline{Kad2}}$$

$$\underline{Xd3} := \frac{S_6 \cdot \underline{cosad3}}{\underline{Pad3} \cdot \underline{Kad3}}$$

$$Xd1 = 61.126$$

$$Xd2 = 109.538$$

$$Xd3 = 269.841$$

$$\underline{Xd4} := \frac{S_6 \cdot \underline{cosad4}}{\underline{Pad4} \cdot \underline{Kad4}}$$

$$\underline{Xd5} := \frac{S_6 \cdot \underline{cosad5}}{\underline{Pad5} \cdot \underline{Kad5}}$$

$$Xd4 = 498.084$$

$$Xd5 = 61.126$$

$$\underline{x1} := \frac{Xd1 \cdot Xd2}{Xd1 + Xd2}$$

$$x1 = 39.233$$

$$\underline{x2} := \frac{x1 \cdot Xd3}{x1 + Xd3}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{\text{cosad1}} := 0.81$$

$$\underline{\text{cosad2}} := 0.81$$

$$\underline{\text{cosad3}} := 0.83$$

$$\underline{\text{Kad1}} := 5.8$$

$$\underline{\text{Kad2}} := 5.8$$

$$\underline{\text{Kad3}} := 7$$

$$\underline{\text{Pad4}} := 1$$

$$\underline{\text{Pad5}} := 0.7$$

$$\underline{\text{Pad6}} := 0.7$$

$$\underline{\text{cosad4}} := 0.89$$

$$\underline{\text{cosad5}} := 0.87$$

$$\underline{\text{cosad6}} := 0.87$$

$$\underline{\text{Kad4}} := 7$$

$$\underline{\text{Kad5}} := 7$$

$$\underline{\text{Kad6}} := 7$$

$$\underline{\text{Pad7}} := 0.46$$

$$\underline{\text{cosad7}} := 0.83$$

$$\underline{\text{Kad7}} := 7$$

$$\underline{\text{Xd1}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad1}}{\text{Pad1} \cdot \text{Kad1}}$$

$$\underline{\text{Xd2}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad2}}{\text{Pad2} \cdot \text{Kad2}}$$

$$\underline{\text{Xd3}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad3}}{\text{Pad3} \cdot \text{Kad3}}$$

$$\text{Xd1} = 46.552$$

$$\text{Xd2} = 46.552$$

$$\text{Xd3} = 257.764$$

$$\underline{\text{Xd4}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad4}}{\text{Pad4} \cdot \text{Kad4}}$$

$$\underline{\text{Xd5}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad5}}{\text{Pad5} \cdot \text{Kad5}}$$

$$\underline{\text{Xd6}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad6}}{\text{Pad6} \cdot \text{Kad6}}$$

$$\text{Xd4} = 127.143$$

$$\text{Xd5} = 177.551$$

$$\text{Xd6} = 177.551$$

$$\underline{\text{Xd7}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad7}}{\text{Pad7} \cdot \text{Kad7}}$$

$$\text{Xd7} = 257.764$$

$$\underline{\text{x1}} := \frac{\text{Xd1} \cdot \text{Xd2}}{\text{Xd1} + \text{Xd2}}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x1 = 23.276$$

$$\underline{x2} := \frac{x1 \cdot Xd3}{x1 + Xd3}$$

$$x2 = 21.348$$

$$\underline{x3} := \frac{x2 \cdot Xd4}{x2 + Xd4}$$

$$x3 = 18.279$$

$$\underline{x4} := \frac{x3 \cdot Xd5}{x3 + Xd5}$$

$$x4 = 16.573$$

$$\underline{x5} := \frac{x4 \cdot Xd6}{x4 + Xd6}$$

$$x5 = 15.158$$

$$\underline{x6} := \frac{x5 \cdot Xd7}{x5 + Xd7}$$

$$x6 = 14.316$$

$$\underline{Xp} := 0.21$$

$$\underline{Xt} := 0.13$$

$$\underline{xэкв1} := x6 + Xp + Xt$$

$$xэкв1 = 14.656$$

2 секция:

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{\text{Pad1}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad2}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad3}} := 2.7$$

$$\underline{\text{cosad1}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad2}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad3}} := 0.85$$

$$\underline{\text{Kad1}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad2}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad3}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Pad4}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad5}} := 9.3$$

$$\underline{\text{Pad6}} := 0.56$$

$$\underline{\text{cosad4}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad5}} := 0.9$$

$$\underline{\text{cosad6}} := 0.88$$

$$\underline{\text{Kad4}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad5}} := 5.4$$

$$\underline{\text{Kad6}} := 5$$

$$\underline{\text{Pad7}} := 1.2$$

$$\underline{\text{Pad8}} := 0.315$$

$$\underline{\text{Pad9}} := 0.315$$

$$\underline{\text{cosad7}} := 0.88$$

$$\underline{\text{cosad8}} := 0.86$$

$$\underline{\text{cosad9}} := 0.86$$

$$\underline{\text{Kad7}} := 4.6$$

$$\underline{\text{Kad8}} := 5.9$$

$$\underline{\text{Kad9}} := 5.9$$

$$\underline{\text{Pad10}} := 0.53$$

$$\underline{\text{Pad11}} := 0.53$$

$$\underline{\text{cosad10}} := 0.88$$

$$\underline{\text{cosad11}} := 0.88$$

$$\underline{\text{Kad10}} := 5.5$$

$$\underline{\text{Kad11}} := 5.5$$

$$\underline{\text{Xd1}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad1}}{\text{Pad1} \cdot \text{Kad1}}$$

$$\underline{\text{Xd2}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad2}}{\text{Pad2} \cdot \text{Kad2}}$$

$$\underline{\text{Xd3}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad3}}{\text{Pad3} \cdot \text{Kad3}}$$

$$\text{Xd1} = 60.541$$

$$\text{Xd2} = 60.541$$

$$\text{Xd3} = 60.541$$

$$\underline{\text{Xd4}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad4}}{\text{Pad4} \cdot \text{Kad4}}$$

$$\underline{\text{Xd5}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad5}}{\text{Pad5} \cdot \text{Kad5}}$$

$$\underline{\text{Xd6}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad6}}{\text{Pad6} \cdot \text{Kad6}}$$

$$\text{Xd4} = 60.541$$

$$\text{Xd5} = 17.921$$

$$\text{Xd6} = 314.286$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{Xd7} := \frac{S6 \cdot \text{cosad7}}{\text{Pad7} \cdot \text{Kad7}} \quad \underline{Xd8} := \frac{S6 \cdot \text{cosad8}}{\text{Pad8} \cdot \text{Kad8}} \quad \underline{Xd9} := \frac{S6 \cdot \text{cosad9}}{\text{Pad9} \cdot \text{Kad9}}$$

$$Xd7 = 159.42$$

$$Xd8 = 462.739$$

$$Xd9 = 462.739$$

$$\underline{Xd10} := \frac{S6 \cdot \text{cosad10}}{\text{Pad10} \cdot \text{Kad10}} \quad \underline{Xd11} := \frac{S6 \cdot \text{cosad11}}{\text{Pad11} \cdot \text{Kad11}}$$

$$Xd10 = 301.887$$

$$Xd11 = 301.887$$

$$\underline{x1} := \frac{Xd1 \cdot Xd2}{Xd1 + Xd2}$$

$$x1 = 30.271$$

$$\underline{x2} := \frac{x1 \cdot Xd3}{x1 + Xd3}$$

$$x2 = 20.18$$

$$\underline{x3} := \frac{x2 \cdot Xd4}{x2 + Xd4}$$

$$x3 = 15.135$$

$$\underline{x4} := \frac{x3 \cdot Xd5}{x3 + Xd5}$$

$$x4 = 8.205$$

$$\underline{x5} := \frac{x4 \cdot Xd6}{x4 + Xd6}$$

$$x5 = 7.997$$



ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{x6} := \frac{x5 \cdot Xd7}{x5 + Xd7}$$

$$x6 = 7.615$$

$$\underline{x7} := \frac{x6 \cdot Xd8}{x6 + Xd8}$$

$$x7 = 7.491$$

$$\underline{x8} := \frac{x7 \cdot Xd9}{x7 + Xd9}$$

$$x8 = 7.372$$

$$\underline{x9} := \frac{x8 \cdot Xd10}{x8 + Xd10}$$

$$\underline{x10} := \frac{x9 \cdot Xd11}{x9 + Xd11}$$

$$x10 = 7.029$$

$$\underline{Xp} := 0.21$$

$$\underline{Xt} := 0.13$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} := x10 + Xp + Xt$$

$$X_{\text{ЭКВ2}} = 7.369$$

$$X_{\text{ЭКВТ1}} := \frac{x_{\text{ЭКВ1}} \cdot X_{\text{ЭКВ2}}}{x_{\text{ЭКВ1}} + X_{\text{ЭКВ2}}}$$

$$X_{\text{ЭКВТ1}} = 4.903$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

2 трансформатор

1 секция

$$\underline{\text{Pad1}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad2}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad3}} := 2.7$$

$$\underline{\text{cosad1}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad2}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad3}} := 0.85$$

$$\underline{\text{Kad1}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad2}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad3}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Pad4}} := 2.7$$

$$\underline{\text{Pad5}} := 9.3$$

$$\underline{\text{Pad6}} := 0.56$$

$$\underline{\text{cosad4}} := 0.85$$

$$\underline{\text{cosad5}} := 0.9$$

$$\underline{\text{cosad6}} := 0.88$$

$$\underline{\text{Kad4}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Kad5}} := 5.4$$

$$\underline{\text{Kad6}} := 5$$

$$\underline{\text{Pad7}} := 1.2$$

$$\underline{\text{Pad8}} := 0.315$$

$$\underline{\text{Pad9}} := 0.315$$

$$\underline{\text{cosad7}} := 0.88$$

$$\underline{\text{cosad8}} := 0.86$$

$$\underline{\text{cosad9}} := 0.86$$

$$\underline{\text{Kad7}} := 4.6$$

$$\underline{\text{Kad8}} := 5.9$$

$$\underline{\text{Kad9}} := 5.9$$

$$\underline{\text{Pad10}} := 0.53$$

$$\underline{\text{Pad11}} := 0.53$$

$$\underline{\text{Pad12}} := 2.7$$

$$\underline{\text{cosad10}} := 0.88$$

$$\underline{\text{cosad11}} := 0.88$$

$$\underline{\text{cosad12}} := 0.85$$

$$\underline{\text{Kad10}} := 5.5$$

$$\underline{\text{Kad11}} := 5.5$$

$$\underline{\text{Kad12}} := 5.2$$

$$\underline{\text{Pad13}} := 2.7$$

$$\text{Pad14} := 2.7$$

$$\underline{\text{cosad13}} := 0.85$$

$$\text{cosad14} := 0.85$$

$$\underline{\text{Kad13}} := 5.2$$

$$\text{Kad14} := 5.2$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{X_{d1}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d1}}{P_{ad1} \cdot K_{ad1}} \quad \underline{X_{d2}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d2}}{P_{ad2} \cdot K_{ad2}} \quad \underline{X_{d3}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d3}}{P_{ad3} \cdot K_{ad3}}$$

$$X_{d1} = 60.541 \quad X_{d2} = 60.541 \quad X_{d3} = 60.541$$

$$\underline{X_{d4}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d4}}{P_{ad4} \cdot K_{ad4}} \quad \underline{X_{d5}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d5}}{P_{ad5} \cdot K_{ad5}} \quad \underline{X_{d6}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d6}}{P_{ad6} \cdot K_{ad6}}$$

$$X_{d4} = 60.541 \quad X_{d5} = 17.921 \quad X_{d6} = 314.286$$

$$\underline{X_{d7}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d7}}{P_{ad7} \cdot K_{ad7}} \quad \underline{X_{d8}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d8}}{P_{ad8} \cdot K_{ad8}} \quad \underline{X_{d9}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d9}}{P_{ad9} \cdot K_{ad9}}$$

$$X_{d7} = 159.42 \quad X_{d8} = 462.739 \quad X_{d9} = 462.739$$

$$\underline{X_{d10}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d10}}{P_{ad10} \cdot K_{ad10}} \quad \underline{X_{d11}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d11}}{P_{ad11} \cdot K_{ad11}}$$

$$X_{d10} = 301.887 \quad X_{d11} = 301.887$$

$$\underline{X_{d12}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d12}}{P_{ad12} \cdot K_{ad12}} \quad \underline{X_{d13}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d13}}{P_{ad13} \cdot K_{ad13}} \quad \underline{X_{d14}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d14}}{P_{ad14} \cdot K_{ad14}}$$

$$X_{d12} = 60.541 \quad X_{d13} = 60.541 \quad X_{d14} = 60.541$$

$$\underline{x_1} := \frac{X_{d1} \cdot X_{d2}}{X_{d1} + X_{d2}}$$

$$x_1 = 30.271$$

$$\underline{x_2} := \frac{x_1 \cdot X_{d3}}{x_1 + X_{d3}}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x_2 = 20.18$$

$$x_3 := \frac{x_2 \cdot X_{d4}}{x_2 + X_{d4}}$$

$$x_3 = 15.135$$

$$x_4 := \frac{x_3 \cdot X_{d5}}{x_3 + X_{d5}}$$

$$x_4 = 8.205$$

$$x_5 := \frac{x_4 \cdot X_{d6}}{x_4 + X_{d6}}$$

$$x_5 = 7.997$$

$$x_6 := \frac{x_5 \cdot X_{d7}}{x_5 + X_{d7}}$$

$$x_6 = 7.615$$

$$x_7 := \frac{x_6 \cdot X_{d8}}{x_6 + X_{d8}}$$

$$x_7 = 7.491$$

$$x_8 := \frac{x_7 \cdot X_{d9}}{x_7 + X_{d9}}$$

$$x_8 = 7.372$$

$$x_9 := \frac{x_8 \cdot X_{d10}}{x_8 + X_{d10}}$$

$$x_9 = 7.196$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{x10} := \frac{x9 \cdot Xd11}{x9 + Xd11}$$

$$x10 = 7.029$$

$$\underline{x11} := \frac{x10 \cdot Xd12}{x10 + Xd12}$$

$$x11 = 6.298$$

$$\underline{x12} := \frac{x11 \cdot Xd13}{x11 + Xd13}$$

$$x12 = 5.704$$

$$\underline{x13} := \frac{x12 \cdot Xd14}{x12 + Xd14}$$

$$x13 = 5.213$$

$$\underline{Xp} := 0.21$$

$$\underline{Xt} := 0.13$$

$$X_{\text{экв1}} := x13 + Xp + Xt$$

$$X_{\text{экв1}} = 5.553$$

2 секция

$$\underline{Pad1} := 0.4$$

$$\underline{Psd1} := 14$$

$$\underline{\cosad1} := 0.89$$

$$\cosd1 := 0.95$$

$$\underline{Kad1} := 6.2$$

$$XD := 0.228$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{X_{d1}} := \frac{S_6 \cdot \cos \alpha_{d1}}{P_{ad1} \cdot K_{ad1}} \quad \underline{X_{sd1}} := \frac{S_6 \cdot \cos \sigma_{d1} \cdot X_D}{P_{sd1}}$$

$$X_{d1} = 358.871$$

$$X_{sd1} = 15.471$$

$$X_p := X_p + X_T$$

$$X_p = 0.34$$

$$X_{зв111} := X_{sd1} + X_p + \frac{X_p \cdot X_{sd1}}{X_{d1}}$$

$$X_{зв111} = 15.826$$

$$X_{зв222} := X_{d1} + X_p + \frac{X_p \cdot X_{d1}}{X_{sd1}}$$

$$X_{зв222} = 367.098$$

$$X_{адэКВ} := \frac{X_{зв222} \cdot X_{эКВ1}}{X_{зв222} + X_{эКВ1}}$$

$$X_{адэКВ} = 5.47$$

$$X_{ТВ} := 0.125$$

$$X_{зв1111} := X_{адэКВ} + X_{ТВ} + \frac{X_{адэКВ} \cdot X_{ТВ}}{X_{зв111}}$$

$$X_{зв1111} = 5.639$$

$$X_{зв2222} := X_{зв111} + X_{ТВ} + \frac{X_{ТВ} \cdot X_{зв111}}{X_{адэКВ}}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

3 трансформатор

1 секция

$$\underline{P_{ad1}} := 0.4$$

$$\underline{P_{sd1}} := 14$$

$$\underline{\cos ad1} := 0.89$$

$$\underline{\cos sd1} := 0.95$$

$$\underline{K_{ad1}} := 6.2$$

$$\underline{X_D} := 0.228$$

$$\underline{X_{d1}} := \frac{S_6 \cdot \cos ad1}{P_{ad1} \cdot K_{ad1}}$$

$$\underline{X_{sd1}} := \frac{S_6 \cdot \cos sd1 \cdot X_D}{P_{sd1}}$$

$$X_{d1} = 358.871$$

$$X_{sd1} = 15.471$$

$$\underline{X_p} := X_p + X_T$$

$$X_p = 0.34$$

$$\underline{X_{ЗВ111}} := X_{sd1} + X_p + \frac{X_p \cdot X_{sd1}}{X_{d1}}$$

$$X_{ЗВ111} = 15.826$$

$$\underline{X_{ЗВ222}} := X_{d1} + X_p + \frac{X_p \cdot X_{d1}}{X_{sd1}}$$

$$X_{ЗВ222} = 367.098$$

2 секция

$$\underline{P_{ad1}} := 1$$

$$\underline{P_{ad2}} := 0.7$$

$$\underline{P_{ad3}} := 0.7$$

$$\underline{\cos ad1} := 0.89$$

$$\underline{\cos ad2} := 0.87$$

$$\underline{\cos ad3} := 0.87$$

$$\underline{K_{ad1}} := 7$$

$$\underline{K_{ad2}} := 7$$

$$\underline{K_{ad3}} := 7$$

$$\underline{P_{ad4}} := 0.46$$

$$\underline{P_{ad5}} := 0.46$$

$$\underline{P_{ad6}} := 3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\underline{\text{cosad4}} := 0.83$$

$$\underline{\text{cosad5}} := 0.83$$

$$\underline{\text{cosad6}} := 0.81$$

$$\underline{\text{Kad4}} := 7$$

$$\underline{\text{Kad5}} := 7$$

$$\underline{\text{Kad6}} := 5.8$$

$$\underline{\text{Pad7}} := 3$$

$$\underline{\text{Pad8}} := 3$$

$$\underline{\text{cosad7}} := 0.81$$

$$\underline{\text{cosad8}} := 0.81$$

$$\underline{\text{Kad7}} := 5.8$$

$$\underline{\text{Kad8}} := 5.8$$

$$\underline{\text{Xd1}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad1}}{\text{Pad1} \cdot \text{Kad1}}$$

$$\underline{\text{Xd2}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad2}}{\text{Pad2} \cdot \text{Kad2}}$$

$$\underline{\text{Xd3}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad3}}{\text{Pad3} \cdot \text{Kad3}}$$

$$\text{Xd1} = 127.143$$

$$\text{Xd2} = 177.551$$

$$\text{Xd3} = 177.551$$

$$\underline{\text{Xd4}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad4}}{\text{Pad4} \cdot \text{Kad4}}$$

$$\underline{\text{Xd5}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad5}}{\text{Pad5} \cdot \text{Kad5}}$$

$$\underline{\text{Xd6}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad6}}{\text{Pad6} \cdot \text{Kad6}}$$

$$\text{Xd4} = 257.764$$

$$\text{Xd5} = 257.764$$

$$\text{Xd6} = 46.552$$

$$\underline{\text{Xd7}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad7}}{\text{Pad7} \cdot \text{Kad7}}$$

$$\underline{\text{Xd8}} := \frac{S6 \cdot \text{cosad8}}{\text{Pad8} \cdot \text{Kad8}}$$

$$\text{Xd7} = 46.552$$

$$\text{Xd8} = 46.552$$

$$\underline{\text{x1}} := \frac{\text{Xd1} \cdot \text{Xd2}}{\text{Xd1} + \text{Xd2}}$$

$$\text{x1} = 74.089$$

$$\underline{\text{x2}} := \frac{\text{x1} \cdot \text{Xd3}}{\text{x1} + \text{Xd3}}$$



ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$x_2 = 52.275$$

$$x_3 := \frac{x_2 \cdot X_{d4}}{x_2 + X_{d4}}$$

$$x_3 = 43.461$$

$$x_4 := \frac{x_3 \cdot X_{d5}}{x_3 + X_{d5}}$$

$$x_4 = 37.191$$

$$x_5 := \frac{x_4 \cdot X_{d6}}{x_4 + X_{d6}}$$

$$x_5 = 20.674$$

$$x_6 := \frac{x_5 \cdot X_{d7}}{x_5 + X_{d7}}$$

$$x_6 = 14.316$$

$$x_7 := \frac{x_6 \cdot X_{d8}}{x_6 + X_{d8}}$$

$$X_p := 0.21$$

$$X_T := 0.13$$

$$X_{ЭКВ1} := x_7 + X_p + X_T$$

$$X_{ЭКВ1} = 11.289$$

$$X_{адЭКВ} := \frac{X_{ЗВ222} \cdot X_{ЭКВ1}}{X_{ЗВ222} + X_{ЭКВ1}}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X_{\text{адЭКВ}} = 10.952$$

$$X_{\text{ТВ}} := 0.125$$

$$X_{\text{ЗВ1111}} := X_{\text{адЭКВ}} + X_{\text{ТВ}} + \frac{X_{\text{адЭКВ}} \cdot X_{\text{ТВ}}}{X_{\text{ЗВ111}}}$$

$$X_{\text{ЗВ1111}} = 11.164$$

$$X_{\text{ЗВ2222}} := X_{\text{ЗВ1111}} + X_{\text{ТВ}} + \frac{X_{\text{ТВ}} \cdot X_{\text{ЗВ1111}}}{X_{\text{адЭКВ}}}$$

$$X_{\text{ЗВ2222}} = 16.132$$

Приведение к точки К2:

$$X_{\text{сист}} := 0.19$$

$$X_{\text{ВТС}} := 0.125$$

$$X_{56} := 0.52$$

$$X_{\text{СТС}} := \frac{X_{\text{сист}} \cdot X_{\text{ВТС}}}{X_{\text{сист}} + X_{\text{ВТС}}}$$

$$X_{34} := 0.34$$

$$I := 15.6$$

$$X_{\text{СТС}} = 0.075$$

Приведение к точки К4:

$$I_6 := 5$$

$$X_{\text{сист}} := 0.19$$

$$X_{\text{ВТС}} := 0.125$$

$$X_{\text{СТС}} := X_{\text{сист}} + X_{\text{ВТС}}$$

$$X_{\text{СТС}} = 0.315$$

$$X_n := 18.3$$

$$X_{12\text{ад}} := 0.56$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X_{zv} := 1.86$$

$$I_{ctc} := I_b \cdot \frac{1}{X_{ctc}}$$

$$I_{ctc} = 15.873$$

$$I_{ad} := I_b \cdot \frac{0.9}{X_{12ad}}$$

$$I_{ad} = 8.036$$

$$I_{sd} := I_b \cdot \frac{1.2}{X_{zv}}$$

$$I_{sd} = 3.226$$

$$I_{nd} := I_b \cdot \frac{0.85}{X_n}$$

$$I_{nd} = 0.232$$

$$I_{sum} := I_{ad} + I_{nd} + I_{sd} + I_{ctc}$$

$$I_{sum} = 27.367$$

$$T_{a1} := \frac{X_{ctc}}{314}$$

$$T_{a1} = 1.003 \times 10^{-3}$$

$$T_{a2} := \frac{X_n}{314}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$T_{a2} = 0.058$$

$$T_{a3} := \frac{X_{12ad}}{314}$$

$$T_{a3} = 1.783 \times 10^{-3}$$

$$T_{a4} := \frac{X_{zv}}{314}$$

$$T_{a4} = 5.924 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{стс} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a1}}\right)} \right]$$

$$i_{уд1} = 22.449$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{ад} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a3}}\right)} \right]$$

$$i_{уд2} = 11.406$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{sd} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a4}}\right)} \right]$$

$$i_{уд3} = 5.405$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{нд} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a2}}\right)} \right]$$

$$i_{уд4} = 0.605$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$i_{\text{сумм}} := i_{\text{уд4}} + i_{\text{уд3}} + i_{\text{уд2}} + i_{\text{уд1}}$$

$$i_{\text{сумм}} = 39.865$$

Приведение к точки КЗ:

$$I_{\text{б}} := 5$$

$$X_{\text{сист}} := 0.19 \quad X_{\text{втс}} := 0.125$$

$$X_{\text{стс}} := X_{\text{сист}} + X_{\text{втс}}$$

$$X_{\text{стс}} = 0.315$$

$$X_{\text{н}} := 18.3$$

$$X_{34} := 0.64$$

$$X_{56} := 0.92$$

$$I_{\text{стс}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{1}{X_{\text{стс}}}$$

$$I_{\text{стс}} = 15.873$$

$$I_{\text{ад}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{0.9}{X_{34}}$$

$$I_{\text{ад}} = 7.031$$

$$I_{\text{сд}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{1.2}{X_{56}}$$

$$I_{\text{сд}} = 6.522$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$I_{nd} := I_b \cdot \frac{0.85}{X_n}$$

$$I_{nd} = 0.232$$

$$I_{sum} := I_{ad} + I_{nd} + I_{sd} + I_{erc}$$

$$I_{sum} = 29.658$$

$$T_{a1} := \frac{X_{erc}}{314}$$

$$T_{a1} = 1.003 \times 10^{-3}$$

$$T_{a2} := \frac{X_n}{314}$$

$$T_{a2} = 0.058$$

$$T_{a3} := \frac{X_{12ad}}{314}$$

$$T_{a3} = 1.783 \times 10^{-3}$$

$$T_{a4} := \frac{X_{zv}}{314}$$

$$T_{a4} = 5.924 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд1} := \sqrt{2} \cdot I_{erc} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a1}}\right)} \right]$$

$$i_{уд1} = 22.449$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{ad} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{T_{a3}}\right)} \right]$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X_{\text{ЭВ1}} = 2.422$$

$$X_{\text{ЭВ2}} := X_{\text{НСТ}} + X_{12\text{ad}} + \frac{X_{12\text{ad}} \cdot X_{\text{НСТ}}}{X_{\text{zv}}}$$

$$X_{\text{ЭВ2}} = 0.729$$

$$I_{\text{ad}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{0.9}{X_{\text{ЭВ2}}}$$

$$I_{\text{ad}} = 19.256$$

$$I_{\text{sd}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{1.2}{X_{\text{ЭВ1}}}$$

$$I_{\text{sd}} = \blacksquare$$

$$I_{\text{nd}} := I_{\text{б}} \cdot \frac{0.85}{X_{\text{n}}}$$

$$I_{\text{nd}} = \blacksquare$$

$$I_{\text{sum}} := I_{\text{ad}} + I_{\text{nd}} + I_{\text{sd}}$$

$$I_{\text{sum}} = \blacksquare$$

$$T_{\text{a2}} := \frac{X_{\text{n}}}{314}$$

$$T_{\text{a2}} = \blacksquare$$

$$T_{\text{a3}} := \frac{X_{\text{ЭВ2}}}{314}$$

$$T_{\text{a3}} = \blacksquare$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\tau_{a4} := \frac{X_{ЭВ1}}{314}$$

$$\tau_{a4} = 7.713 \times 10^{-3}$$

$$i_{уд2} := \sqrt{2} \cdot I_{ад} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a3}}\right)} \right]$$

$$i_{уд2} = 27.599$$

$$i_{уд3} := \sqrt{2} \cdot I_{ад} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a4}}\right)} \right]$$

$$i_{уд3} = 13.921$$

$$i_{уд4} := \sqrt{2} \cdot I_{нд} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a2}}\right)} \right]$$

$$i_{уд4} = 1.888$$

$$i_{сумм} := i_{уд4} + i_{уд3} + i_{уд2}$$

$$i_{сумм} = 43.408$$

Приведение к точки К5:

$$I_{б} := 15.6$$

$$X_{34} = 0.64$$



## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$X_{56} = 0.92$$

$$X_n := 18.3$$

$$X_{HCT} := 0.13$$

$$X_{ЭВ1} := X_{HCT} + X_{34} + \frac{X_{HCT} \cdot X_{34}}{X_{56}}$$

$$X_{ЭВ1} = 0.86$$

$$X_{ЭВ2} := X_{HCT} + X_{56} + \frac{X_{56} \cdot X_{HCT}}{X_{34}}$$

$$X_{ЭВ2} = 1.237$$

$$I_{ad} := I_6 \cdot \frac{0.9}{X_{ЭВ1}}$$

$$I_{ad} = 16.317$$

$$I_{sd} := I_6 \cdot \frac{1.2}{X_{ЭВ2}}$$

$$I_{sd} = 15.135$$

$$I_{nd} := I_6 \cdot \frac{0.85}{X_n}$$

$$I_{nd} = 0.725$$

$$I_{sum} := I_{ad} + I_{nd} + I_{sd}$$

$$I_{sum} = 32.177$$

$$T_{a2} := \frac{X_n}{314}$$

$$T_{a2} = 0.058$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\tau_{a3} := \frac{X_{\text{ЭВ2}}}{314}$$

$$\tau_{a3} = 3.939 \times 10^{-3}$$

$$\tau_{a4} := \frac{X_{\text{ЭВ1}}}{314}$$

$$\tau_{a4} = 2.74 \times 10^{-3}$$

$$i_{\text{уд2}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ад}} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a3}}\right)} \right]$$

$$i_{\text{уд2}} = 24.899$$

$$i_{\text{уд3}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{сд}} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a4}}\right)} \right]$$

$$i_{\text{уд3}} = 21.961$$

$$i_{\text{уд4}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{нд}} \cdot \left[ 1 + e^{-\left(\frac{0.01}{\tau_{a2}}\right)} \right]$$

$$i_{\text{уд4}} = 1.888$$

$$i_{\text{сумм}} := i_{\text{уд4}} + i_{\text{уд3}} + i_{\text{уд2}}$$

$$i_{\text{сумм}} = 48.747$$

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Амурский государственный университет»  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки / специальность 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) / специализация «Электроэнергетика»

### ОТЧЕТ ПО ПРАКТИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКЕ

Вид практики: производственная практика  
Тип практики: практика по получению профессиональных умений и опыта профессиональной деятельности

Выполнил обучающийся \_\_\_\_\_ / Моисейченко О.В., 4 курс, группа 742 об1 /  
подпись ФИО, курс, номер группы

Дата сдачи отчета: «06» апреля 2021 г.

Дата аттестации «\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

Оценка \_\_\_\_\_

Руководитель практической  
подготовки от ФГБОУ ВО «АмГУ» \_\_\_\_\_ / Л.А Мясоедова /  
подпись И.О. Фамилия

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ / Н.В. Савина /  
подпись И.О. Фамилия

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Характеристика ПС 500 «ЗапСиб»	4
1.1 Климатические и географические характеристики района	4
1.2 Характеристика местной электрической сети	7
1.3 Описание ПС «ЗапСиб» и ПП «Тобол»	12
1.4 Исходные данные для расчета электрических нагрузок	15

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### ВВЕДЕНИЕ

Производственная практика является неотъемлемой частью обучения, а также гармоничного развития будущего специалиста. Помимо этого, данный тип практики позволяет студенту определиться с будущим направлением работы, что является несомненным ее преимуществом.

В ходе данной практики обучающемуся предлагается пройти ознакомление с будущим местом работы, а также с предстоящим объемом работы, что позволяет выявить слабые места и пробелы в знаниях у будущего специалиста, что также позволяет стать в будущем более востребованным сотрудником.

Для достижения вышеуказанных целей во время практики с 19.02.2021 по 06.04.2021 выполняются следующие задачи:

1. Закрепление и совершенствование имеющихся знаний и практических навыков;
2. Получение профессионального опыта;
3. Получение новых знаний и специфического профессионального опыта

Одним из основных показателей эффективности эксплуатации современных систем электроснабжения промышленных предприятий является величина технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Проведение расчетов по определению уровня технических потерь электроэнергии связано со значительными трудностями вследствие многочисленных схемообразующих линий и питающих подстанций, а также большого разнообразия параметров отдельных участков сети

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

### 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПС 500 «ЗАПСИБ»

#### 1.1 Климатические и географические характеристики района

Подстанция «ПС 500 ЗапСиб» и питаемый от нее нефтехимический комбинат ООО «ЗапСибНефтехим» расположены на севере входящей в состав Уральского Федерального округа Тюменской области, в городе Тобольск. Месторасположение подстанции на схеме размещения объектов электроэнергетики Тюменской области представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема размещения ПС 500 ЗапСиб

Исследуемый участок располагается у границы Западно-Сибирской подтайги, в месте впадения реки Тобол в Иртыш, на высоте 100 метров от уровня моря. Климат среднеконтинентальный, отличающийся холодной и продолжительной зимой вследствие особенностей циркуляции воздушных потоков и

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

особенностей географического расположения. Среднегодовая температура составляет  $0,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ , причем самым жарким месяцем года является июль, среднемесячная температура которого колеблется в пределах  $18,7\text{-}19,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный максимум температуры был зафиксирован в июле 1901 года и составил  $39,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ , минимум в декабре 1951 года -  $-51,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ . График температуры представляет собой симметричную кривую, изображенную на рисунке 2.

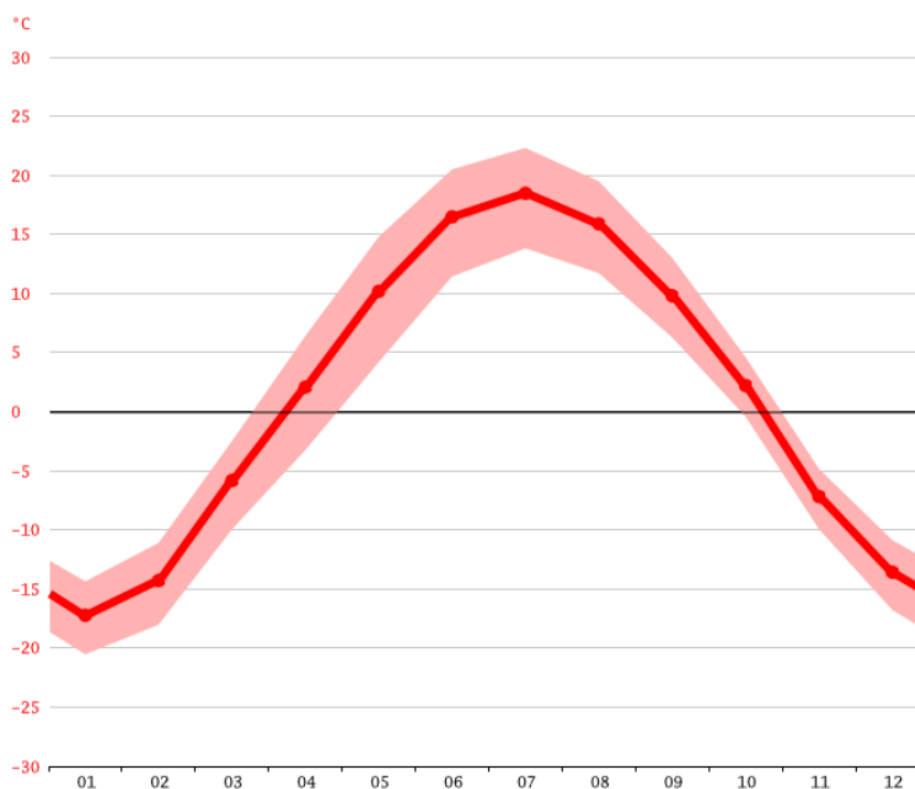


Рисунок 2 – График температуры г. Тобольск

Осадки в районе являются частым явлением, вследствие чего средняя влажность воздуха составляет  $75\%$ , причем на долю осадков в виде снега приходится больше дней, чем на дождь. За счет этого, в течение более чем половины года на территории Тобольска и Тобольского района наблюдается снежный покров. Ветер преимущественно легкий, не более  $3\text{ м/с}$ , что значительно

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ограничивает возможности района в плане использования кинетической энергии ветра как альтернативного источника энергии. Скорость ветра меняется в течение года незначительно, в среднем дней с ураганным ветром от 11 до 18, причем большая часть приходится на зимние месяцы.

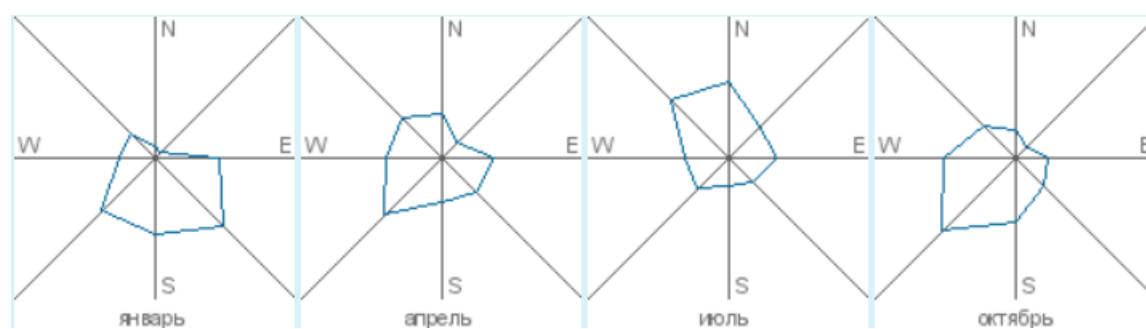


Рисунок 3– роза ветров для различных месяцев

Средняя глубина промерзания грунта составляет 210 см, максимальная глубина – 276 см, для крупных обломочных грунтов. На основе табличных данных справочного пособия 131.13330.2018, Нормативная глубина промерзания для глинистого грунта – 184 см, для мелкого песка и супесей – 224. Индекс загрязнения атмосферы по данным ряда независимых экспертиз является низким и составил 3 балла, контроль за состоянием воздуха осуществляет ООО «СИБУР Тобольск».



## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 1 – Климатические показатели г. Тобольск и Тобольского района

Показатель	значение
Среднегодовая температура, °С	0,9
Абсолютный максимум, °С	39,6
Абсолютный минимум, °С	-51,8
Средний минимум, °С	-17,2
Среднегодовая влажность воздуха, %	75
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,9
Максимальная скорость ветра, м/с	21,4
Район по ветровому давлению	II
Район по гололеду	II
Среднегодовая продолжительность гроз, часов	40 – 60
Толщина стенки гололеда, мм	15

### 1.2 Характеристика местной электрической сети

Энергосистема Тюменской области входит в состав ЕЭС России, функции диспетчерского управления в которой выполняет ОДУ Урала, Тюменское РДУ. Помимо Тюменской области, в состав ОДУ входят еще 10 субъектов РФ, в числе которых республика Башкортостан, Курганская, Оренбургская и Челябинская области. К числу наиболее мощных потребителей, составляющих основу ЭС, относятся ООО «ЗапСибНефтехим» и ООО «СИБУР Тобольск», к генерирующим компаниям – ОАО «Фортум» и ОАО «СИБУР». Основные генерирующие мощности представлены тепловыми электростанциями в количестве 6 единиц, три из которых являются крупными, а три другие представляют

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

собой небольшие электростанции промышленных предприятий. Самой мощной из ТЭЦ является Тюменская ТЭЦ-2, расположенная в юго-восточной части Тюмени, описание которой приводится в таблице 2. Область имеет электрические связи напряжением 500 кВ и ниже с внешними энергосистемами, среди которых энергосистемы Омской, Курганской и Свердловской областей.

Таблица 2 – Описание Тюменской ТЭЦ-2

Позиция	Описание	
Установленная электрическая мощность, МВт	659,7	
Основное топливо	Природный газ	
Аварийное топливо	Мазут	
Основное оборудование		Количество
Газовая турбина	Ansaldo V64.3A	2
Паровой котел	E-500-13,8-560 ГН	
Паровая турбина	Т-130/160-12,8	
Паровая турбина	Т-100-130	3
Энергетический котел	БКЗ-210-140Ф	7
Пиковый водогрейный котел	ПТВМ-180	4

По состоянию на 2021 год, Тюменская область является энергодефицитным районом по электроэнергии, дефицит которой восполняется из смежных энергосистем. Усредненный график потребления мощности представлен на рисунке 4.

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

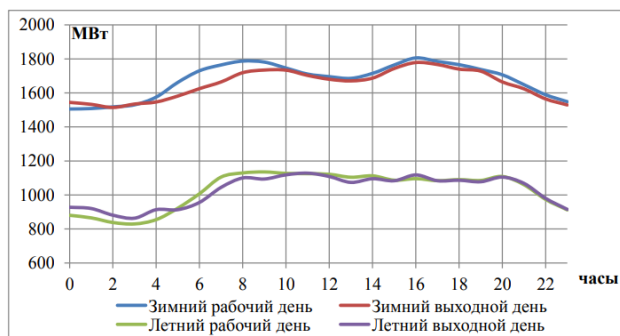


Рисунок 4 – Усредненный график потребления мощности энергосистемы

Основными центрами электроснабжения помимо ТЭЦ являются следующие электростанции: ПС 500 кВ Тюмень, ПС 220 кВ Губернская, ПС 220 кВ Ожогоино и ПС 220 кВ ТММЗ. Тюменская энергосистема включает в себя территорию пяти образований области и делится на 4 энергорайона: Тобольский, Южный, Тюменский и Ишимский ( рисунок 5).

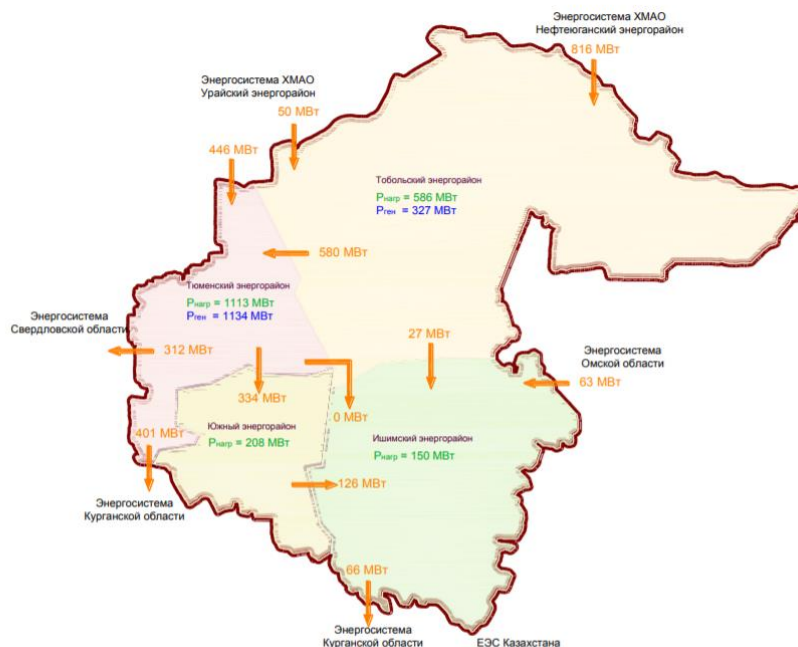


Рисунок 5 – Схема фактического баланса электрических нагрузок по энерго-районам

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Тобольский энергорайон находится на севере Тюменской области и включает в себя территории четырех муниципальных образований, главными из которых являются городской округ Тобольск и Тобольский район. Основные источники питания потребителей описаны в таблице 3.

Таблица 3 – центры электроснабжения потребителей

Тип центра питания	Название
ПС 500 кВ	Иртыш
	Демьянская
	ЗапСиб(Полимер)
ПС 220 кВ	Снежная
ТЭЦ	Тобольская

Подстанция Иртыш расположена на 248-ом километре федеральной автодороги Тюмень - Ханты-Мансийск, ее трансформаторная мощность составляет 625 МВА, рабочее напряжение – 500,220,110,10 кВ. ПС главным образом обеспечивает выдачу мощности из близлежащей Тобольской ТЭЦ, а также питает город Тобольск и участвует в транзите мощности в другую энергосистему. Однолинейная схема ПС 500 кВ «Иртыш» представлена на рисунке 5.

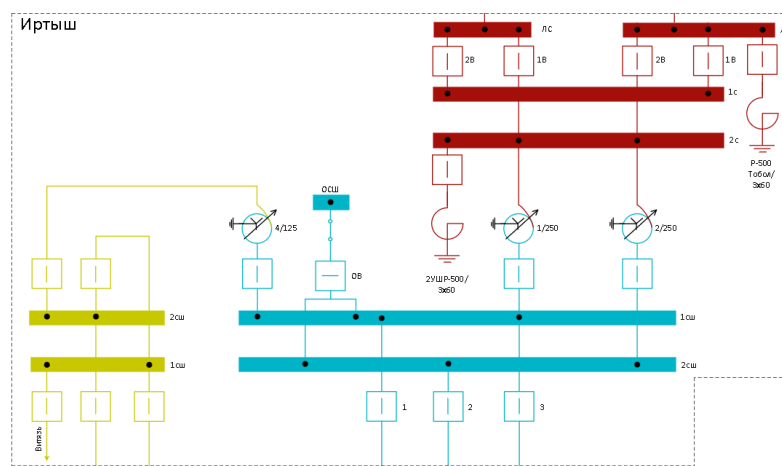


Рисунок 6 – Однолинейная схема ПС «Иртыш»

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

ОРУ 500 кВ на подстанции «Иртыш» выполнено по типовой схеме №500-7 «Четырехугольник», в 2019 году на ПС было установлено новое коммутационное оборудование, микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. От распределительного устройства высокого напряжения отходит две линии, одна из которых участвует в транзите мощности в ОЭС Урала – ВЛ 500 кВ Иртыш-Беркут. Вторая линия ранее проходила до ПС 500 Демьянская, вплоть до технологического присоединения ПП Тобол к Тобольскому энергорайону. Подстанция 500 кВ «Демьянская» расположена в селе Демьянское и предназначена для питания близлежащих населенных пунктов и крупных промышленных потребителей, среди которых ОАО «ТНК-ВР» и ООО «ЗапсибНефтехим», а также обеспечивает транзит 500 кВ от Сургутских ГРЭС на Урал. ОРУ 500 кВ на подстанции «Демьянская» выполнено по типовой схеме №500-15 «Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя», ОРУ 220 кВ – по схеме №220-13Н «Две рабочие и обходная системы шин». Однолинейная схема ПС 500 кВ «Демьянская» изображена на рисунке 7. Краткая характеристика оставшихся центров питания приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Описание центров питания

Название	Схема РУ ВН	Назначение	Трансформаторная(электрическая) мощность, МВА
1	2	3	4
ПС 500 кВ «Нелым»	№500-7 «Четырехугольник»	Переключательный пункт, один из основных узлов перераспределения ЭЭ	0

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
ПС 500 кВ «Тюмень»	№500-15 «Трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя»	Связующее звено двух основных частей энергообъединения энергосистем	1252
ТЭЦ «Тобольская»	№110-13 «Две рабочие и обходная система шин»	производитель и поставщик технологического пара для ООО «ЗапСиб-Нефтехим»	878,3

### 1.3 Описание ПС «ЗапСиб» и ПП «Тобол»

ПС 500 кВ «ЗапСиб» (Полимер) получает питание по четырем линиям от переключательного пункта 500 кВ «Тобол», имеет трансформаторную мощность 1000 МВА и рабочее напряжение 500/110/35 кВ. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии для потребителей ООО «ЗапСибНефтехим». Имеет одно открытое распределительное устройство 500 кВ, выполненное по схеме №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем», и комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией 110 кВ по схеме №110-13 «две рабочие системы шин». Низшее напряжение 35 кВ предназначено для питания РУ СН №1 и 2, которые в свою очередь выполнены в закрытом исполнении по типовой схеме

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

№35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин». На подстанции установлено четыре автотрансформатора марки АТДЦТН-250000/500/110 УХЛ1. Однолинейная схема стороны высокого напряжения показана на рисунке 7.

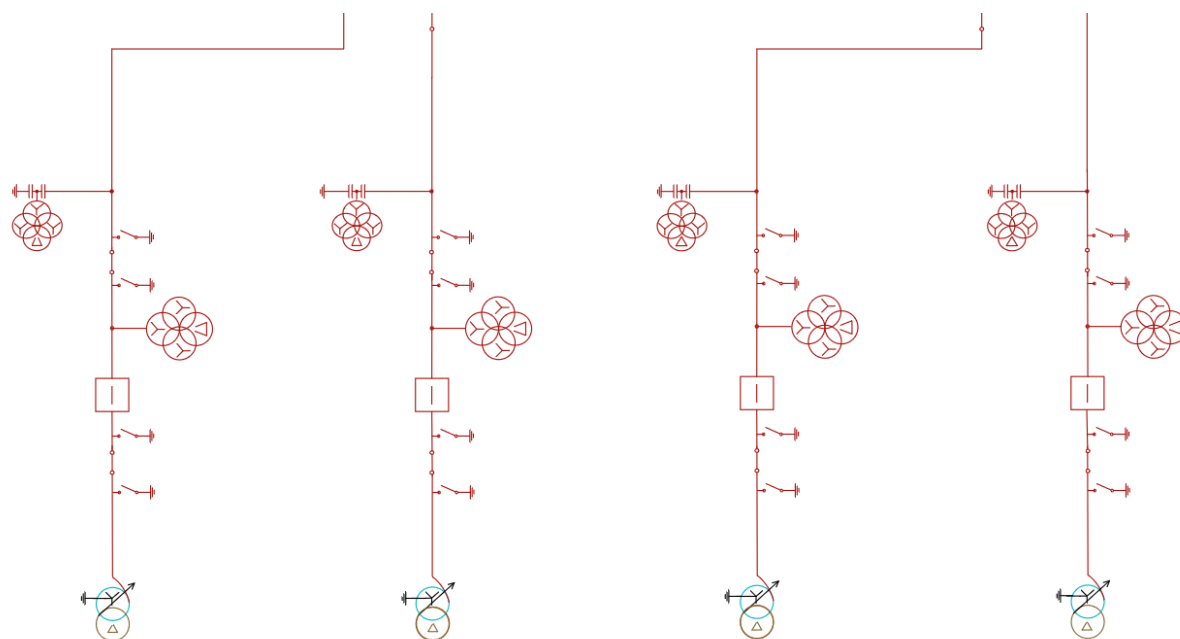


Рисунок 8 – однолинейная схема РУ ВН ПС «ЗапСиб»

По состоянию на 2021 год, на подстанции планируются работы по реконструкции, а именно ввод нового трансформаторного оборудования и прокладка кабельных линий электропередач. Список электрических аппаратов высокой стороны и их названия сведены в таблицу 5.

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Таблица 5 – электрические аппараты РУ ВН

Открытое РУ 500 кВ			
Тип оборудования	Марка	Год изготовления	Основные параметры
1	2	3	4
Силовой выключатель	ЗАР2FI	2016	$U_{\text{ном.}} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 4000 \text{ А}$ $I_{\text{ном.откл.}} = 40 \text{ кА}$
Трансформатор напряжения индуктивного типа	VEOS 550	2016	$U_{\text{ном.}} = 550 \text{ кВ}$ $S_{\text{ном.}} = 3000 \text{ В} \cdot \text{А}$ $U_{\text{втор.}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}$
Трансформатор напряжения емкостного типа	ТСVT 550	2017	$U_{\text{ном.}} = 500 \text{ кВ}$ $S_{\text{ном.втор.}} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$ $U_{\text{втор.}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}$
Разъединитель	РПГ.2-500.И/3150УХЛ1	2017	$U_{\text{ном.}} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{ном.терм.}} = 63 \text{ кА}$ $I_{\text{ном.дин.}} = 160 \text{ кА}$



ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
Ограничитель перенапряжения нелинейный	ЗЕР2	2015	$U_{\text{ном.}} = 500 \text{ кВ}$ $I_{\text{разр.ном.}} = 20 \text{ кА}$
Трансформатор тока	ТОП-500(УХЛ1)	2016	$U_{\text{ном.}} = 500 \text{ кВ}$ $I_p = 3150 \text{ А}$ $I_{\text{ном.втор.}} = 5 \text{ А}$

От РУ 500 кВ электроэнергия преобразуется до напряжения 110 кВ и по кабельным линиям через шины КРУЭ передается в систему электроснабжения ЗапСиб-2. Коммутационное оборудование (выключатели и разъединители) КРУЭ-110 кВ принято на номинальный ток отключения 40 кА и номинальный ток 2500 А.

Переключательный пункт 500 кВ «Тобол» соединен с Тобольским энергорайоном четырьмя ВЛ – «Иртыш» - «Тобол», «Демьянская»-«Тобол», «Тобол»-«Тюмень», «Тобол»-«Нелым». Он представляет собой два распределительных устройства, выполненных по одинаковым типовым схемам №500-7 «Четырехугольник», с трансформаторной мощностью 0 МВА. С переключательного пункта энергия поступает на ПС «ЗапСиб» по четырем ЛЭП 500 кВ, выполненных маркой провода 3хАС-300/39, таким образом основное предназначение ПП заключается в надежном электроснабжении ПС «ЗапСиб». Однолинейная схема ПП «Тобол» представлена на рисунке 8.

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

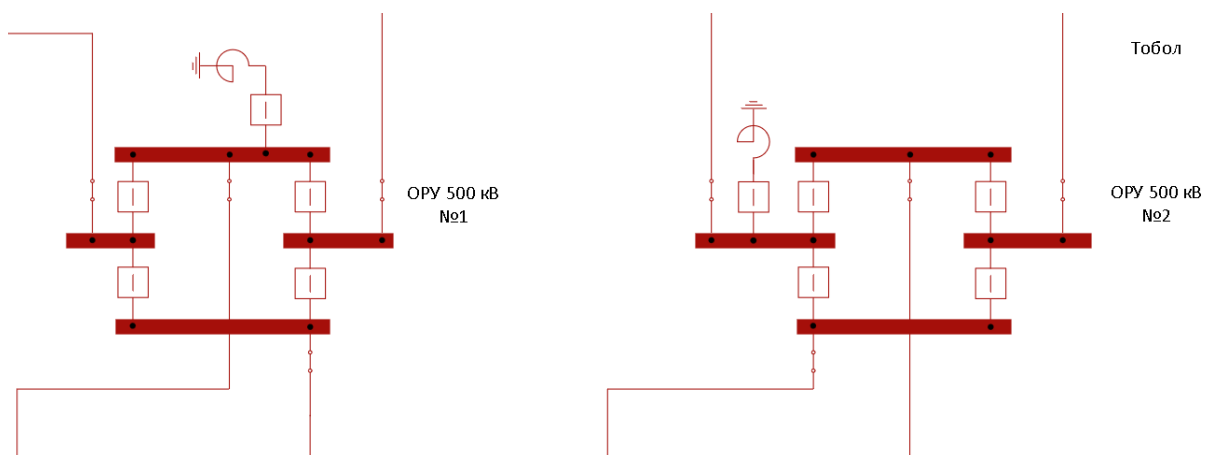


Рисунок 9 – ПП «Тобол»

### 1.4 Исходные данные для расчета электрических нагрузок

Для АТ1-4 за декабрь :

Таблица 6 – контрольные замеры за декабрь

Элемент	Р , МВт	Q , Мвар	Время, ч
1	2	3	4
АТ-1	41,6	12	1
	43,7	9,4	2
	41,3	8,7	3
	41	9,1	4
	40,1	13,5	5
	41,8	12,4	6
	44,7	11,2	7
	42,7	11,4	8
	43,4	13,1	9
	42,1	12,1	10
	43,4	13,4	11
	41,8	11,1	12
	42,3	13	13
	44,1	13,3	14
	45	13,5	15

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
АТ-1	42,1	10,6	16
	43,6	11	17
	41,9	12,1	18
	42,1	13,4	19
	43,3	13,2	20
	43	8,9	21
	42,1	10,2	22
	42,4	12,3	23
	41,3	11,4	24
Элемент	Р , МВт	Q , Мвар	Время, ч
АТ-2	40,32	11,21	1
	42,1	9,31	2
	41,3	9,34	3
	43	9,56	4
	40,1	10,11	5
	41,8	12,3	6
	43,3	8,76	7
	44,5	12,1	8
	40,21	13,4	9
	42,22	10,2	10
	40	10,45	11
	44,1	10,2	12
	45,2	11,3	13
	43,21	9,76	14
	42	10,56	15
	43,3	11,87	16
	44,54	10,34	17
	42,11	11,22	18

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
АТ-2	40,39	10,6	19
	41,8	10,31	20
	42,1	10,22	21
	41,9	11,34	22
	43,33	14,1	23
	42,5	10,22	24
АТ-3	37,63	8,76	1
	35,34	10,1	2
	35,65	10,23	3
	37,22	8,32	4
	34,21	9,31	5
	37,56	8,33	6
	37,2	10,1	7
	37,32	9,28	8
	35,6	7,71	9
	34,53	8,82	10
	34,23	9,31	11
	31,2	9,45	12
	38,87	8,7	13
	35,43	6,65	14
	33,4	7,54	15
	35,67	8,11	16
	34,1	9,1	17
	37,1	6,56	18
	37,77	8,21	19
	35,2	8,45	20

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
АТ-3	35,1	8,21	21
	36,32	7,2	22
	37	7,11	23
	38,2	8,1	24
Элемент	P , МВт	Q , Мвар	Время, ч
АТ-4	40,32	11,21	1
	42,1	9,31	2
	41,3	9,34	3
	37,77	8,21	4
	35,2	8,45	5
	35,1	8,21	6
	37,32	9,28	7
	35,6	7,71	8
	40,39	10,6	9
	41,8	10,31	10
	42,1	10,22	11
	41,9	11,34	12
	35,1	8,21	13
Элемент	P , МВт	Q , Мвар	Время, ч
АТ-4	36,32	7,2	14
	35,6	7,71	15
	41,8	10,31	16
	35,65	10,23	17
	37,22	8,32	18
	34,21	9,31	19
	37,56	8,33	20
	37,2	10,1	21



ГПП2	АКТИВНАЯ	Время	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24			
		1	1С	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	
			Ш	18,8	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,7	18,8	18,9	18,1	19,3	18,3	19,2	19,2	18,3	18,2	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3
		2	1С	20,87	20,87	20,8	20,87	20,8	20,8	20,8	20,9	20,6	20,8	20,6	20,9	20,4	20,5	20,1	20,2	20,3	20,2	20,3	20,4	20,7	20,2	20,3	20,4	20,4	
			Ш	13,34	13,3	13,3	13,3	13,3	13,34	13,34	13,6	13,4	13,2	13,1	13,4	12,7	12,5	13,5	13,2	13,4	13,9	13,5	14,14	13,4	13,9	13,5	14,14	14,14	
		3	1С	1,96	1,96	1,96	1,96	1,99	1,96	1,96	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
			Ш	13,17	13,1	13,1	13,1	13,1	13,13	13,1	13,8	13,7	13,6	14,2	13,2	13,2	12,9	13,8	13,7	13,3	13,5	13,5	13,7	13,1	13,5	13,5	13,7	13,7	
		РЕАКТИВНАЯ	Время	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24		
			1	1С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Ш	4,29	4,29	4,29	4,29	4,3	-4,3	-4,3	3,3	4,3	4,3	3,2	4,2	4,2	3,7	4,6	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
			2	1С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Ш	6,04	6,04	6,04	6,04	-6	-6	-6	6,4	6,4	6,4	6,3	6,5	6,5	6,5	6,1	-5	-5	-5	-5	-5	5,9	-5	-5	-5	-5
	3		1С	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
			Ш	5,72	5,72	5,72	5,72	5,7	-5,7	-5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
	3		1С	1,39	1,39	1,39	1,39	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
			Ш	5,44	5,44	5,45	-5,4	5,5	-5,4	-5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Капитальные вложения в строительство и реконструкцию ПС, тыс.руб			Амортизационные отчисления в год, тыс.руб			Эксплуатационные издержки в год, тыс.руб			Расходы на оплату потерь в сети в год, тыс.руб		
1100214			66810			3528634			3428500		
Год	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Коэф. диск-ия	1	0,909090909	0,826446281	0,751314801	0,683013455	0,620921323	0,56447393	0,51315812	0,46650738	0,42409762	0,38554329
Капитальные вложения, тыс.руб	366738	366738	366738	0	0	0	0	0	0	0	0
Годовые издержки, тыс.руб	0	0	0	7023944	7023944	7023944	7023944	7023944	7023944	7023944	7023944
Доход, тыс.руб	0	0	0	8729165	8729165	8729165	8729165	8729165	8729165	8729165	8729165
Дисконтированные денежные потоки, тыс.руб	-366738	-	-303089,2562	1281157,776	1164688,887	1058808,079	962552,7995	875048	795498,181	723180,165	657436,514
ЧДД, тыс.руб	-366738	-	-1003225,438	277932,3381	1442621,225	2501429,305	3463982,104	4339030,1	5134528,29	5857708,45	6515144,96

