

**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  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения объектов общезаводского хозяйства химического комплекса Западно-Сибирского нефтехимического комбината

Исполнитель  
студент группы 742 об1

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.А. Шутко

Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_ Шутко Ильи Александровича \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы: \_Проектирование системы электроснабжения объектов общезаводского хозяйства химического комплекса Западно-Сибирского нефтехимическокомбината\_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_19.03.2021 № \_575-УЧ\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_3.06.21\_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_Однолинейная схема участка сети 10 кВ, электрическая схема системы снабжения комбината, схема и программа развития Тюменской области, состав нагрузок\_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1. Общая характеристика района проектирования, 2. Расчет нагрузок, 3. Расчет токов КЗ, 4. Проверка сечения кабеля, 5. Выбор оборудования, 6. Релейная защита и автоматика \_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема 0,69 кВ,

2. Электрическая схема системы снабжения 3. Схема релейной защиты трансформатора 10/0,4 кВ и линии 10 кВ 4. Ген.план объектов общезаводского хозяйства \_\_\_\_\_

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

7. Дата выдачи задания \_22.03.2021\_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_Козлов А.Н. канд. Техн. наук, доцент\_ (фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_22.03.2021\_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 147 с., 12 рисунков, 49 таблиц, 21 источник.

ОБЪЕКТЫ ОБЩЕЗАВОДСКОГО ХОЗЯЙСТВА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, МИНИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, МАКСИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, ИЗДЕРЖКИ, АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ.

В данной выпускной квалификационной работе был разработан вариант системы электроснабжения объектов общезаводского хозяйства «Западно-Сибирского нефтехимического комбината» с учетом прогнозируемых нагрузок. Произведен расчет потенциальных нагрузок второй очереди объектов ОЗХ, посчитаны токи короткого замыкания, выбрано в полном объеме все электротехническое оборудование системы электроснабжения, произведен расчет уставок релейной защиты. Произведен расчет требуемых капиталовложений и издержек. Рассмотрен вопрос безопасности и экологичности проектируемой системы снабжения.

## СОДРЕЖАНИЕ

Перечень условных сокращений	8
Введение	10
1 Общая характеристика района проектирования	12
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	12
1.2 Структура и характеристика сетей питания района	14
1.3 Характеристики источников питания	16
1.4 Производство ООО «ЗапСибНефтехим»	17
1.5 Состав и характеристика объектов ОЗХ	18
2 Расчет электрических нагрузок	23
2.1 Расчет низковольтной нагрузки	24
2.2 Расчет высоковольтной нагрузки	32
2.3 Выбор компенсирующих устройств	33
2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП	36
2.5 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	39
2.6 Выбор схемы электроснабжения объектов ОЗХ	43
3 Расчет токов короткого замыкания	45
3.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	45
3.2. Расчет токов КЗ в сети 0,69 кВ	51
3.3 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	55
4 Проверка выбранного сечения кабеля	57

5	Выбор и проверка электрических аппаратов	59
5.1	Выбор выключателя 10 кВ	59
5.2	Выбор трансформаторов тока	61
5.3	Выбор трансформатора напряжения	65
5.4	Выбор ограничителей перенапряжения	66
5.5	Выбор комплектного распределительного устройства	69
5.6	Выбор предохранителей 10 кВ	70
5.7	Выбор сборных шин и изоляторов	71
5.8	Выбор трансформатора собственных нужд	76
5.9	Выбор автоматических выключателей	77
5.10	Выбор токоограничивающего реактора	79
5.11	Выбор выключателя нагрузки	81
6	Релейная защита и автоматика	82
6.1	Расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ	82
6.1.1	Расчет уставок токовой отсечки линий 10 кВ	82
6.1.2	Дистанционная защита линий 10 кВ	84
6.1.3	Расчет уставок максимальной токовой защиты	86
6.1.4	Расчет уставок защиты от замыкания на землю	89
6.2	Расчет уставок релейной защиты трансформаторов КТП	91
6.2.1	Расчет уставок МТЗ трансформаторов КТП	91
6.2.2	Расчет уставок ТО трансформаторов КТП	93
6.2.3	Расчет уставок защиты от перегрузки трансформаторов	94

6.3 Расчет уставок релейной защиты двигателей 10 кВ	96
6.3.1 Расчет уставок дистанционной защиты двигателя	96
6.3.2 Расчет уставок МТЗ двигателя	97
6.3.3 Расчет уставок защиты от перегрузки двигателей	98
6.3.3.1 Расчет уставок защиты от симметричных перегрузок двигателей 10 кВ	98
6.3.3.2 Расчет уставок тепловой защиты двигателей 10 кВ	101
6.3.3.2.1 Основные алгоритмы и защиты	101
6.3.3.2.2 Основные этапы параметрирования	104
6.3.3.2.3 Расчет тепловой модели двигателя	111
6.4 Автоматический ввод резерва	118
7 Экономический расчет	120
7.1 Расчет капитальных вложений в строительство КТП	120
7.2 Расчет капиталовложений на прокладку КЛ	121
7.3 Расчет капитальных вложений в строительство РУ	124
7.4 Расчет издержек на эксплуатацию и обслуживание сети	125
7.5 Расчет срока окупаемости проекта	127
8 Безопасность и экологичность	129
8.1 Безопасность	129
8.1.1 Порядок проведения работ в электроустановках	129
8.1.2 Основные меры обеспечения безопасности при прокладке кабелей	131
8.2 Экологичность	134

8.2.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора	134
8.2.2 Политика компании в области экологии	140
8.3 Чрезвычайные ситуации	141
8.3.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности	141
8.3.2 Действия при возникновении пожара	142
Заключение	145
Библиографический список	146

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- БНТ – бросок тока намагничивания;
- ВН – высшее напряжение;
- ГПП – главная понизительная подстанция;
- ДЗ – дистанционная защита;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КРУ – комплектное распределительное устройство;
- КУ – компенсирующее устройство;
- ЛЭП – линия электропередач;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- НН – низшее напряжение;
- ОПН – ограничитель напряжения нелинейный;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПА – послеаварийный;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита;
- РУ – распределительное устройство;
- СГ – синхронный генератор;
- СД – синхронный двигатель;
- СН – собственные нужды;
- СТ – силовой трансформатор;
- ТБ – техника безопасности;
- ТКЗ – токи короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения;



ТТ – трансформатор тока;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ШСВ – шино-соединительный выключатель;

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭС – энергетическая система;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

## ВВЕДЕНИЕ

В 2014 году компания «Сибур» приступила к подготовке площадки для строительства комплекса «ЗапСибНефтехим».

Основной задачей предприятия является выпуск полимеров, а именно:

- 1) Переработка широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ);
- 2) Производство изобутилена и метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ);
- 3) Дегидрирование пропана;
- 4) Производство малеинового ангидрида;

Одним из важнейших критериев нормального функционирования предприятия является надежное и бесперебойное электроснабжение предприятия, так как из-за выхода из строя любого, даже самого незначительного, элемента системы снабжения может произойти остановка производства, что является крайне нежелательным событием, так как оно связано с большими экономическими потерями и риском людскими жизнями.

Основной задачей систем электроснабжения промышленных предприятий является бесперебойная доставка электрической энергии в полном объеме и соответствующего качества. Для обеспечения данных требований необходимо постоянно контролировать исправность работы данной системы, расширять и модернизировать её с ростом нагрузок с целью предотвращения крупных аварий. Расширение производства производится посредством разработки новых систем снабжения, установки нового оборудования, которое будет соответствовать всем требованиям, в том числе удовлетворять критериям пропускной способности и обеспечения необходимой мощностью в полном объеме.

Актуальность выбранной темы обусловлена тем, что идет непрерывный процесс расширения производства и ввода новых мощностей, что вызывает необходимость ввода второй очереди объектов общезаводского хозяйства.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка системы снабжения объектов общезаводского хозяйства, получающих питание от главной понизительной подстанции 1.

В качестве задания для выпускной квалификационной работы была выбрана следующая тема: «Проектирование системы электроснабжения объектов общезаводского хозяйства химического комплекса Западно-Сибирского нефтехимического комбината»».

В ходе выполнения дипломного проекта будут рассмотрены такие задачи как:

- 1) Расчет нагрузок питающих пунктов;
- 2) Проектирование СЭС 10 кВ ООО «ЗапСибНефтехим»;
- 3) Проектирование КТП 0,4 кВ ООО «ЗапСибНефтехим»;
- 4) Расчет токов короткого замыкания;
- 5) Выбор и проверка электротехнического оборудования в сети до 1 кВ и сети выше 1 кВ;
- 6) Расчет уставок релейной защиты и автоматики;
- 7) Расчет капитальных вложений;

Для выполнения поставленных задач использовались такие программные комплексы как: Microsoft Office Word 2019 г., Microsoft Office Visio 2019 г., Microsoft Office Excel 2019 г., Mathcad 15.0.

# 1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

## 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Тобольск — город в Тюменской области России. Расположен на севере Тюменской области, в месте впадения реки Тобол в Иртыш. Тюменская область находится в самом центре Евразии, протянувшись от границ Республики Казахстан до берегов Северного Ледовитого океана. Ее территория составляет 160,1 тыс. км<sup>2</sup>.

Климат Тобольска континентальный. В летний период времени формируется главным образом за счет перемещения циклонов с западной части континента.

Климат характеризуется следующими особенностями: суровая холодная зима, короткие весна и осень. Присутствует изменение температуры, связанное не только с временем года, но и с временем суток, особенно весной.

К положительным климатическим особенностям следует отнести теплое лето и довольно продолжительный световой день.

В физико-географическом отношении, район является частью обширной Западно-Сибирской равнины и находится в пределах южной тайги. Территория района представляет собой равнину, направляющуюся к западу и северо-западу от пойм рек Тобол и Иртыш, является массивом государственного лесного фонда. Территория района включает в себя большое количество рек, как больших, являющимися основными магистралями стока, так и малых их притоков. Самыми крупными реками находящимися в данной области являются: Иртыш и Тобол у города Тобольска .

По всему району в течение 5 месяцев, начиная с ноября и по март, средние месячные температуры воздуха остаются отрицательными, а с апреля по октябрь — положительными.

Среднегодовая температура воздуха составляет 1,4°C. Годовая температура характеризуется минимумом в декабре - феврале и максимумом в июне - августе.

Годовая амплитуда температуры воздуха достигает 44°. Длительность периода со средней дневной температурой выше 0° - 183 дня, выше +5 и +10° - соответственно 159 и 108.

Усредненные ежемесячные значения относительной влажности в зимний период (декабрь, январь, февраль) - 73-85%. Процент влажности весенний период в - 60-77%. В летний период времени месячная величина относительной влажности колеблется в пределах 63 - 80%. Влажность осенью увеличивается и в сентябре-ноябре составляет 78-83%. Среднегодовое значение выпадающих осадков составляет около 477 мм/год, из которых 370 мм приходится в период времени с положительными значениями температуры воздуха. Количество дней с осадками - 160-170. Устойчивый снежный покров образуется в первой половине ноября и сходит во второй половине апреля с погрешностью до 15 дней. Продолжительность периода со снежным покровом - 165 дней. Усредненное значение высоты снежного покрова - 0,5 м. Средняя глубина промерзания земли - 106 см. Максимальная глубина промерзания почвы - 2,1 м.

Ветры западного направления являются доминирующими, в период зимы преобладают ветры юго-западного направления, весной и осенью – юго – восточного направления. Для летних месяцев характерны ветры – северного и северо-западного направлений. Значения скорости ветра в течение года претерпевают малые изменения - 5-7 м/с.

Таблица 1 – Климатические условия

№	Климатические условия	Расчетные величины
1	2	3
1	Район по гололеду	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	15
3	Район по ветру	II
4	Нормативное ветровое давление, Па	300
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Наименьшая температура воздуха, °С	-50
7	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-46
8	Среднегодовая температура воздуха, °С	1,4
9	Число грозových часов в год	42
10	Средняя высота снежного покрова, см	20
11	Температура гололедообразования, °С	-5
12	Преобладающее направление ветра	СЗ
13	Среднегодовая скорость ветра, м/с	3
14	Относительная влажность воздуха, %	72-80

## 1.2 Структура и характеристика сетей питания района

Электроэнергетическая система Тюменской области является частью ОЭС Урала. Данная система имеет электрические связи на различном напряжении, начиная от 500 кВ и ниже, с различными энергосистемами, а именно: ЭС Свердловской, Курганской и Омской областей, ЭЭС ХМАО-Югры и единой энергетической системой Казахстана.

ЭЭС Тюменской области разделяется на 4 энергорайона: Тюменский, Ишимский, Тобольский, Южный.



Рисунок 1 – Схема фактического баланса электрических нагрузок ЭЭС Тюменской области

Детальнее рассмотрим район проектирования, а именно Тобольский энергорайон. Данный район включает в себя территории четырех муниципальных образований области: городской округ город Тобольск, Тобольский, Уватский, Вагайский муниципальные районы.

Электроснабжение Тобольского района происходит от ПС 500 кВ Иртыш, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 220 кВ Снежная и Тобольской ТЭЦ [16].



Рисунок 2 – Карта-схема Тобольского энергорайона ЭЭС Тюменской области

### 1.3 Характеристики источников питания

Одним из источников питания «ЗапСибНефтехим» является «Тобольская ТЭЦ» электрической мощностью 665, 3 МВт и тепловой мощностью 2223 Гкал/ч (2585, 3 МВт).

«Тобольская ТЭЦ» входит в Тобольскую промышленную площадку СИБУРа и является одним из филиалов ПАО «Сибур Холдинг». Основным и резервным топливом является природный газ.

Оборудование:

- 1) 5 паровых турбин
- 2) 9 энергетических котлов,
- 3) пиковых водогрейных котла.

Высота дымовых труб составляет 270 метров, и одна из них используется в качестве опоры ЛЭП.

Выдача электрической мощности осуществляется на напряжении 110 и 10 кВ.



Еще одним источником питания является переключающий пункт 500 кВ (ПП 500 кВ). Подключение к сети данного переключающего пункта происходит при помощи заходов от ВЛ 500 кВ:

- 1) ВЛ 500 кВ Иртыш – Тобол;
- 2) ВЛ 500 кВ Дьянская – Тобол;
- 3) ВЛ 500 кВ Тюмень – Тобол;
- 4) ВЛ 500 кВ Нелым – Тобол;

Передача электроэнергии от ПП 500 кВ к центральному распределительному пункту (ПС 500/110 кВ) осуществляется по кабельным линиям.

ПП 500 кВ выполнен двумя распределительными устройствами по типовым схемам №500-7 «Четырехугольник».

ОРУ 500 кВ выполнен типовой схемой №500-3Н «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» .

На напряжении 110 кВ установлено КРУЭ с типовой схемой - «Две рабочие секционированные выключателями системы шин»;

Напряжение 35 кВ предназначено для питания собственных нужд ПС. ЗРУ выполняется по схеме №35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин»;

Связь между ОРУ-500 кВ, КРУЭ-110 кВ, РУСН-35 кВ №1 и РУСН-35 кВ выполняется через автотрансформаторы АДЦТН-250000/500/110 УХЛ1

Далее питание осуществляется от двух ГПП 100/10 кВ, выполненных на напряжении 10 кВ ЗРУ по расширенной типовой схеме №10 (6)-2 «Две секционированные выключателями, системы шин».

#### **1.4 Производство ООО «ЗапСибНефтехим»**

Предприятие ООО «ЗапСибНефтехим» расположено в промышленной зоне г. Тобольска, Тюменской области, Российской Федерации.

Основной деятельностью предприятия является комплексная переработка углеводородного сырья – широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), приходящей с ГПЗ Среднего Приобья.

В состав предприятия входит множество объектов электроснабжения, в том числе объекты общезаводского хозяйства (объекты ОЗХ), рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе.

### **1.5 Состав и характеристика объектов ОЗХ**

#### **1. Здание электроустановок:**

В здании предусматривается распределительное устройство, предназначенное для приема и распределения мощности от ГПП-1 110/10 кВ к потребителям 10 кВ ОЗХ.

РУ-10 кВ имеет в составе все необходимое для осуществления функций по распределению электроэнергии, мониторинга, измерениям и релейной защите.

Расположенная в здании КТП 10/0,4 кВ предназначена для электроснабжения потребителей данного здания, наружного и охранного освещения, прилегаемой к зданию территории, и узлов учета.

#### **2. Центральная операторная:**

Электроприемниками здания являются приводы вентиляции, освещения. В качестве источника электропитания здания центральной операторной рассматривается комплектная трансформаторная подстанция КТП с трансформаторами 2500 кВА.

#### **3. Объекты железнодорожного транспорта:**

Проектом предусматривается установка на территории комплекса подстанции двухтрансформаторной комплектной наружной установки мощностью 1000 кВА 10/0,4 кВ в трех блок-модулях типа "Сэндвич" с двумя сухими трансформаторами и устройством автоматического ввода резерва АВР на низкой стороне.

#### **4. Станция водоподготовки:**

Проектом предусматривается прокладка кабельных линий 10 кВ от ГПП до проектируемой двухтрансформаторной комплектной наружной установки мощностью 1000 кВА 10/0,4 кВ с двумя сухими трансформаторами и устройством автоматического ввода резерва АВР на низкой стороне и кабельных линий 0,4 кВ от проектируемой подстанции до электропотребителей и сетей наружного освещения.

#### 5. Канализационные очистные сооружения:

Источник электроснабжения – трансформаторная подстанция здания очистки солесодержащих стоков.

Электроприемниками являются привода насосов, технологических агрегатов и установок, электродвигатели, шнеки, фильтры, мешалки, электроосвещение.

#### 6. Водоблок системы обратного водоснабжения:

Источником электроснабжения объектов водоблока системы обратного водоснабжения – распределительная трансформаторная подстанция. Распределительная трансформаторная подстанция должна быть укомплектована распределительными устройствами на классы напряжений 10 кВ, 0,66 кВ, 0,4 кВ.

Напряжение питания электропотребителей 10 кВ; 0,69/0,4 кВ; 0,4/0,22 кВ.

Для питания электропотребителей 0,69 кВ рассматривается трансформаторная подстанция с двумя сухими силовыми трансформаторами мощностью по 2500 кВ·А каждый и РУ-0,69 кВ с АВР на секционном выключателе.

Для управления электродвигателями 0,66 кВ в РУ-0,69 установлены частотные преобразователи. Оперативный ток переменный.

Для питания электропотребителей 0,38 кВ предполагается установка трансформаторная подстанция с двумя сухими силовыми трансформаторами мощностью по 630 кВ·А каждый и РУ-0,4 кВ с АВР на секционном выключателе. Оперативный ток переменный.

#### 7. Насосная станция технической воды:

Электроснабжение насосной станции технической производится от РУ-1 напряжением 10 кВ, расположенного в здании электроустановок.

Для питания двигателей в помещении трансформаторных подстанций рассматривается установка комплектной трансформаторной подстанции 2 с двумя трансформаторами 10/0,69 кВ мощностью 1600 кВ·А.

#### 8. Насосная станция пожаротушения:

Электроснабжение насосной станции пожаротушения будет осуществлено от РУ-1 напряжением 10 кВ, расположенного в здании электроустановок.

В насосной станции пожаротушения рассматриваются к установке насосы с двигателями мощностью 800 кВт с номинальным напряжением 10 кВ. Питание двигателей выполняется от шкафов управления, расположенных в помещении управления насосами.

Напряжение силовой сети прочего оборудования (электрозадвижки, вентиляторы, электроталь, краны, аппаратура управления и сигнализации, электроосвещение) принимается напряжение ~380/220 В с глухозаземленной нейтралью трансформатора.

#### 9. Установка генерации пара:

Электроснабжение объекта будет осуществлено от КТП-2500/10/0,4 по двум кабельным линиям 0,4кВ. КТП-2500/10/0,4. Полная мощность составит 1425 кВ·А.

#### 10. Установка производства сжатого воздуха и азота:

Электроснабжение цеха производится от распределительного устройства ГПП. В цехе проектируется новое РУ-10кВ с быстродействующим АВР (БАВР) на секционном выключателе питающей подстанции.

Электродвигатели компрессоров питаются от РУ-10кВ, запуск осуществляется через тиристорное устройство плавного пуска УПП. Устройство плавного пуска поставляется комплектно на 10 двигателей. Для компенсации реактивной мощности двигателей предусматриваются регулируемые конденсаторные установки.

Для питания потребителей 0,4/0,23кВ рассматривается комплектная двухтрансформаторная подстанция мощностью 3150кВА, с секционированием сборных шин автоматическим выключателем с БАВР.

11. Установка выпаривания соледержащих стоков:

Электроснабжение объекта осуществляется от КТП-1600/10/0,4. Приблизительная полная мощность составит 1250 кВА.

Питание осуществляется при помощи кабельных линий 10 кВ от ГПП до проектируемой трансформаторной подстанции и кабельных линий 0,4 кВ от проектируемой подстанции до электропотребителей и сетей наружного освещения.

Основными потребителями электроэнергии являются:

12. Здание электроустановок с аппаратной парка ШФЛУ:

Для обеспечения и распределения электроэнергии к технологическим потребителям предусмотрено строительство здания электроустановок с аппаратной. В помещениях здания размещены:

- 1) распределительное устройство РУ-10 кВ;
- 2) двухтрансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;
- 3) щиты распределительные;
- 4) система бесперебойного питания СБП.

13. Лаборатория:

Для распределения электроэнергии в здании лаборатории предусматривается установка КТП напряжением 10/0,4 кВ 7412ТП1 с двумя сухими трансформаторами мощностью 2000 кВА каждый. К установке принята комплектная двухтрансформаторная подстанция, с сухими трансформаторами, мощностью 2x2000 кВА, на напряжение 10/0,4кВ, РУНН двухсекционное с АВР, однорядное двустороннего обслуживания.

14. Котельная:

Электроприемники котельной предусмотрены напряжением ~ 0,4 кВ.

Основные электроприемники ~0,4 кВ относятся к I категории по надежности электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников котельной напряжением ~0,4 кВ предусматривается выполнить от здания электроустановок №1 «РУ-1».

Основными электроприемниками котельной являются: технологические нагрузки, электроосвещение; отопление и вентиляция, крановое хозяйство и прочее вспомогательное оборудование.

15. Здание электроустановок с аппаратной парка бутена:

Для обеспечения электроэнергией электроприемников здания электроустановок с аппаратной бутена-1 предусматривается установка комплектной двухтрансформаторной подстанции с сухими трансформаторами 2КТПП-1600/10/0,4-УЗ. Для обеспечения электроэнергией электроприемников мощностью больше трех киловатт, предусматривается установка силовых повышающих трансформаторов напряжением 0,38/0,66 кВ мощностью 315 кВ·А каждый. Компенсация реактивной мощности не предусматривается, т.к. расчетный коэффициент мощности  $\cos\varphi=0,99$ .

16. Здание электроустановок с аппаратной парка гексена

Для обеспечения электроэнергией нагрузки парка гексена-1 рассматривается установка комплектной двухтрансформаторной подстанции с сухими трансформаторами 2КТПП-1600/10/0,4-УЗ. Для обеспечения электроэнергией электроприводов мощностью больше трех киловатт парка гексена-1.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

На рассматриваемых участках, питающихся от шин 7413 и 6300 питаются следующие объекты:

### КТП:

- 1) 7413-ESS-001 (Здание электроустановок 0,69 кВ);
- 2) 7413-ESS-002 (Здание электроустановок 0,4 кВ);
- 3) 7420-ESS-001 (Центральная операторная 0,4 кВ);
- 4) 7414-ESS-001 (Здание электроустановок 0,4 кВ);
- 5) 6055-ESS-001 (Объекты Ж/Д транспорта 0,4 кВ);
- 6) 6523-ESS-001 (Насосная станция технической воды 0,69 кВ);
- 7) 7430-ESS-001 (Лаборатория 0,4 кВ);
- 8) 7490-ESS-001 (Котельная 0,4 кВ);
- 9) 6300 (Установка производства сжатого воздуха и азота 0,4 кВ);

### Асинхронные двигатели:

- 1) 6300-К-1303А (10 кВ, 0,5 МВт);
- 2) 6300-К-1303С (10 кВ, 0,5 МВт);
- 3) 6300-К-1302А (10 кВ, 1,25 МВт);
- 4) 6300-К-1301А (10 кВ, 2,24 МВт);
- 5) 6300-К-1301В (10 кВ, 2,24 МВт);
- 6) 6300-К-1301С (10 кВ, 2,24 МВт);
- 7) 6300-К-1301D (10 кВ, 2,24 МВт);
- 8) 6300-К-1302В (10 кВ, 1,25 МВт);
- 9) 6300-К-1303В (10 кВ, 0,5 МВт);
- 10) 6300-К-1304 (10 кВ, 0,315 МВт);

В составе каждой ТП присутствуют потребители I и II категорий. К потребителям I можно отнести: системы пожаротушения, ответственные

приводы насосов и т.д. Ко II категории относятся: задвижки, перекачивающие насосы, некоторые типы вентиляции.

Далее произведем расчет электрической нагрузки каждой из ТП и шин в целом с целью дальнейшего выбора силовых трансформаторов для КТП и питающих кабелей.

### 2.1 Расчет низковольтной нагрузки

Для определения расчетной мощности нагрузки в рассматриваемой выпускной квалификационной работе воспользуемся методом коэффициента использования, который определяется при помощи таблиц для сопоставимой характерной группы электроприемников, [2].

Номинальная полная мощность группы приемников определяется как алгебраическая сумма номинальных мощностей каждого из приемников. Мощности приемников, у которых продолжительность включения ПВ отлична от 1 необходимо привести к условию ПВ = 1.

Номинальная мощность группы электроприемников определяется при помощи следующего соотношения:

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном}} \quad (1)$$

где  $n$  – количество электроприемников.

Далее исходя из определения полной мощности необходимо вычислить значения активной  $P_{\text{ср}}$  и реактивной  $Q_{\text{ср}}$  мощностей.

Значение  $P_{\text{ср}}$  определяется по заданной установленной мощности  $P_i$  коэффициентам использования  $K_{\text{и}}$ .

В свою очередь значение  $Q_{\text{ср}}$  определяется по заданной установленной мощности  $P_i$ , умноженной на  $\cos \varphi$ , а также коэффициентам использования  $K_{\text{и}}$ . Ниже представим расчетные соотношения:

$$\sum P_{\text{ср}} = \sum_1^m P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{и}} \quad (2)$$



Реактивная мощность:

$$\sum Q_{\text{ср}} = \sum_{i=1}^m P_{\text{ср}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – суммарная установленная мощность всех приемников, питающихся от рассматриваемых ТП;

$K_{\text{и}}$  – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$  – тангенс угла, определяемым при помощи  $\cos \varphi$ .

Далее необходимо определить эффективное число электроприемников для определения расчетного коэффициента.

Эффективное число ЭП:

$$n_{\text{э}} = \frac{\sum P_{\text{НОМ}}^2}{n \cdot P_{\text{НОМ}}^2} \quad (4)$$

Далее определяется коэффициент расчетной нагрузки. Данный коэффициент зависит от коэффициента использования и эффективного числа приемников, [8].

$$P_{\text{р}} = K_{\text{р}} \cdot \sum P_{\text{ср}} \quad (5)$$

Расчетная реактивная мощность зависит от эффективного числа электроприемников и коэффициента использования. Приведем эту зависимость ниже:

$$Q_{\text{р}} = 1,1 \cdot K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ при } n_{\text{э}} < 10 \quad (6)$$

$$Q_{\text{р}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ при } n_{\text{э}} > 10 \quad (7)$$

Приведем расчет для электроприемников на ТП 7430-ESS-001 (Лаборатория 0,4 кВ).

Основными потребителями данной КТП 7430 являются: силовое технологическое оборудование 380 В, вентиляционное и отопительное оборудование 380 В, освещение, щиты, питающие охранно-пожарную сигнализацию.

Технологическое оборудование:

$$P_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 100 + 3 \cdot 212 + 5 \cdot 70 + 2 \cdot 57,5 = 1401 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{ср}} = 1401 \cdot 0,65 = 910,7 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{1401^2}{3 \cdot 100^2 + 3 \cdot 212^2 + 5 \cdot 70^2 + 2 \cdot 57,5^2} = 10 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 910,7 \cdot 0,9 = 819,63 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 910,7 \cdot 0,75 = 683,1 \text{ квар};$$

Отопление:

$$P_{\text{НОМ}} = 3 \cdot 40 + 5 \cdot 30 + 6 \cdot 15 + 22 + 3 \cdot 47,3 + 5 \cdot 29,2 = 670 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 670 \cdot 0,65 = 435,5 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{670^2}{3 \cdot 40^2 + 5 \cdot 30^2 + 6 \cdot 15^2 + 22^2 + 3 \cdot 47,3^2 + 5 \cdot 29,2^2} = 20 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 435,5 \cdot 0,9 = 392 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 435,5 \cdot 0,6 = 261,3 \text{ квар};$$

Вентиляция:

$$P_{\text{НОМ}} = 5 \cdot 40 + 4 \cdot 45 + 3 \cdot 30 = 470 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 470 \cdot 0,65 = 305,5 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{470^2}{5 \cdot 40^2 + 4 \cdot 45^2 + 3 \cdot 30^2} = 12 \text{ шт};$$

$$P_p = 305,5 \cdot 0,9 = 275 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 305,5 \cdot 0,75 = 229,1 \text{ квар};$$

Освещение:

$$P_{\text{НОМ}} = 100 \cdot 0,3 + 100 \cdot 0,2 = 50 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 50 \cdot 0,87 = 43,5 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{50^2}{100 \cdot 0,3^2 + 100 \cdot 0,2^2} = 192 \text{ шт};$$

$$P_p = 43,5 \cdot 0,87 = 34,8 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 43,5 \cdot 0,3 = 13 \text{ квар};$$

ОПС:

$$P_{\text{ном}} = 3 \cdot 1 + 2 = 5 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 5 \cdot 0,7 = 3,5 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{э}} = \frac{5^2}{3 \cdot 1^2 + 2^2} = 4 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 3,5 \cdot 1 = 3,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 3,5 \cdot 0,7 = 2,5 \text{ квар};$$

Для остальных ТП, питающихся от шин 7413 и 6300, расчет нагрузки 0,4 и 0,69 кВ произведем по представленным выше формулам. Результаты расчетов представим в таблицах 1-11:

Таблица 2 – расчет низковольтной нагрузки КТП – 7430-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$ ,	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Технологическое оборудование	1401	0,65	910,7	0,75	819,63	683,1
Отопление	670	0,65	435,5	0,6	392	261,3
Вентиляция	470	0,65	305,5	0,75	275	229,1
Освещение	50	0,87	43,5	0,3	34,8	13
ОПС	5	0,7	3,5	0,7	3,5	2,5
Итого					1524,95	1189

Таблица 3 – Расчет низковольтной нагрузки КТП – 7413-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$ ,	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7
Узлы учета	40	0,7	28	0,62	28	17,36
Вентиляция	210	0,65	136,5	0,75	122,9	102,38
Отопление	190	0,65	123,5	0,6	111,2	74,1
Освещение	40	0,87	34,8	0,3	27,84	10,5
Технологическое оборудование	270	0,65	175,5	0,75	175,5	131,63
Итого					465,44	335,97

Таблица 4 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 7420-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Вентиляция	1900	0,65	1235	0,75	1111,5	926,3
Освещение	70	0,7	60,9	0,3	48,72	18,3
ОПС	7	0,7	4,9	0,62	4,9	3,1
Щиты управления	20	0,7	14	0,62	14	8,7
Отопление	1300	0,65	845	0,6	760,5	507
Итого					1939,6	1463,4

Таблица 5 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 7490-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Отопление	900	0,65	585	0,6	526,5	351
Вентиляция	750	0,65	487,5	0,75	438,8	365,6
Электрические нагрузки	30	0,85	25,5	0,9	23,2	22,95

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7
Освещение	12	0,9	10,8	0,3	9,18	3,24
Крановое хозяйство	3200	0,06	192	1,98	172,8	380,2
Итого					1170,5	1123

Таблица 6 – Расчет низковольтной нагрузки КТП – 6055-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Отопление	580	0,6	348	0,65	313,2	226,2
Освещение	35,25	0,78	348	0,3	22	8,2
Электрические нагрузки	620	0,85	527	0,9	527	474,3
ОПС	3	0,7	2,1	0,7	2,1	1,47
Итого					864	710,2

Таблица 7 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 7413-ESS-002

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Техническое оборудование	700,5	0,65	455	0,75	409,5	341,3
Вентиляция	600	0,65	390	0,75	351	292,5
Отопление	650	0,65	422,5	0,6	380,3	253,5
Освещение	25	0,87	16,25	0,3	13	4,9
Шкафы управления	10,4	0,7	7,3	0,7	7,3	5,11
Итого					1161,1	897,31

Таблица 8 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 6523-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}},$ кВт	$K_{\text{и}},$	$P_{\text{ср}},$ кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар
1	2	3	4	5	6	7
Насосы	400	0,65	260	0,75	234	195
Задвижки	200	0,65	130	0,75	117	97,5
Вентиляторы	335	0,65	217,8	0,75	196,1	163,4
Освещение	8	0,87	6,93	0,3	5,6	2,1
Итого					832,7	668

Таблица 9 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 6300

Потребитель	$P_{\text{ном}},$ кВт	$K_{\text{и}},$	$P_{\text{ср}},$ кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар
1	2	3	4	5	6	7
Компрессоры	2500	0,65	1625	0,75	1462,5	1218,8
Насосы	1500	0,65	975	0,75	877,5	731,3
Вентиляторы	1300	0,65	845	0,75	760,5	638,8
Освещение	18	0,87	15,7	0,3	12,56	4,71
Итого					3113,1	2588,7

Таблица 10 - Расчет низковольтной нагрузки КТП – 7414-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}},$ кВт	$K_{\text{и}},$	$P_{\text{ср}},$ кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар
1	2	3	4	5	6	7
Насосы	1500	0,65	975	0,75	877,5	731,3
Компрессоры	1300	0,65	845	0,75	760,5	633,8
Отопление	740	0,65	481	0,6	433	288,6
Освещение	8	0,87	6,96	0,3	6,96	2,1
Щиты управления	10	0,7	7	0,62	7	4,34
Итого					2085	1660,2

## 2.2 Расчет высоковольтной нагрузки

Произведем расчет высоковольтной нагрузки на шине 7413-ESS-001 (РУ-1), питающейся напрямую от ГПП1.

Расчет высоковольтной нагрузки производится при помощи аналогичных формул, что и для низковольтной нагрузки (1-7).

Покажем пример расчета нагрузки на шине 7413-ESS-001:

Козловой кран:

$$P_{\text{н}} = 4 \cdot 750 = 3000 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 3000 \cdot 1 = 3000 \text{ кВт};$$

$$n_{\text{эф}} = \frac{3000^2}{4 \cdot 750^2} = 4 \text{ шт};$$

$$P_{\text{р}} = 3000 \cdot 1 = 3000 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 3000 \cdot 1 \cdot 1,58 = 5214 \text{ квар};$$

Асинхронный двигатель:

$$P_{\text{н}} = 4 \cdot 750 = 3000 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{ср}} = 1620 \cdot 1 = 1620 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{р}} = 1620 \cdot 1 = 1620 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{р}} = 1620 \cdot 1,1 \cdot 0,44 = 796 \text{ квар};$$



Таблица 11 – Расчет высоковольтной нагрузки шины 7413-ESS-001

Потребитель	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Козловой кран	3000	1	3000	1,58	3000	5214
Асинхронный двигатель	1640	1	1640	0,44	1640	796
Итого					4640	6010

Таблица 12 – Расчет высоковольтной нагрузки шины 6300

Потребители	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$P_{\text{ср}}$ , кВт	$tg\varphi$	$P_{\text{р}}$ , кВт	$Q_{\text{р}}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
Асинхронные двигатели	13841	1	13841	0,44	13841	6126

### 2.3 Выбор компенсирующих устройств

Передача большой реактивной мощности по ВЛЭП неэкономична, в связи с увеличением потерь электроэнергии. Наиболее выгодным является иметь источник реактивной мощности непосредственно возле потребителя. Также, в настоящее время электроснабжающие организации требуют от потребителей снижения в сети доли реактивной мощности.

Решением данной проблемы является компенсация (выработка) реактивной мощности – важное и необходимое условие экономического и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Отсутствие КРМ приводит к повышению потоков реактивной мощности, росту потерь, снижению управляемости режимами работы сетей, к ухудшению качества электрической энергии и надежности электроснабжения потребителей.

В рассматриваемой выпускной работе произведем расчет целесообразности выбора компенсационных установок в соответствии с Приказом Министерства Энергетики РФ от 23 июня 2015г. №380 [12].

Для выбора КУ проводим расчет по следующему алгоритму:

Необходимо рассчитать реактивную мощность, которую экономически целесообразно передавать по сети:

$$Q_{\text{э}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg}\varphi \quad (8)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность ПС, кВт;

$\text{tg}\varphi$  – коэффициент мощности, который определяется в соответствии с Приказом Минэнерго от 23.06.2015 №380. В рассматриваемом случае для КТП 10/0,4 он равен 0,35 [12].

Далее необходимо определить требуемую мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max}} - Q_{\text{э}} \quad (9)$$

где  $Q_{\text{КУ}}$  – суммарная мощность компенсирующих устройств, квар;

$Q_{\text{max}}$  - максимальная реактивная мощность ПС, квар;

Определим реактивную мощность, которую подлежит компенсации на 1 секции шин КТП:

$$Q_{\text{КУ1сш}} = 1,1 \cdot \frac{Q_{\text{КУ}}}{N_{\text{сш}}} \quad (10)$$

где  $N_{\text{сш}}$  – число секций шин на низкой стороне КТП;

Фактическая мощность КУ на шинах КТП:

$$Q_{\text{ф.ку}} = 2 \cdot Q_{\text{исп.ку}} \quad (11)$$

где  $Q_{ф.ку}$  – фактическая мощность всех компенсирующих устройств КТП;

$Q_{исп.ку}$  – мощность компенсирующей установки, на 1 секции шин;

По найденному значению  $Q_{ку1сш}$  производится выбор компенсирующего устройства.

Произведем расчет КУ на примере КТП 7430-ESS-001:

$$Q_{э} = 1524 \cdot 0,35 = 553,5 \text{ квар};$$

$$Q_{ку} = 1189 - 553,5 = 635,5 \text{ квар};$$

$$Q_{ку1сш} = 1,1 \cdot \frac{635,5}{2} = 349,5 \text{ квар};$$

Выбираем КУ типа КРМ 0,69 350 IP31

$$Q_{ф.ку} = 2 \cdot 350 = 700 \text{ квар};$$

Результаты расчетов остальных КУ приведем в таблице:

Таблица 13 - выбор конденсаторных установок на КТП

Наименование КТП	$Q_{ку}$ квар	$Q_{ку1сш}$ квар	Тип КУ	$Q_{ф.ку}$ квар
1	2	3	4	5
7430-ESS-001	635,5	349,5	КРМ 0,69 350 IP31	700
7413-ESS-002	490,9	270	КРМ 0,4 275 IP31	550
7413-ESS-001	173,1	95,2	КРМ 0,69 100 IP31	200
6055-ESS-001	407,8	224,3	КРМ 0,4 225 IP31	450
7414-ESS-001	137	75,4	КРМ 0,4 80 IP31	160
7490-ESS-001	376,5	207,1	КРМ 0,69 400 IP31	450
7420-ESS-001	784,5	431,5	КРМ 0,4 450 IP31	900
6300	1499,1	824,5	КРМ 0,4 850 IP31	1700

## 2.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на КТП

Согласно ПУЭ электроснабжение потребителей, относящихся к I и II категориям, коими и являются потребители на рассматриваемых нами КТП, должно осуществляться от двух независимых источников питания, включающих в себя отдельные силовые трансформаторы и питающие их линии. Отключение питания при таком составе потребителей допускается только на время действия АВР. Питающие шины 0,4 и 0,69 кВ должны быть секционированы, при этом каждая из них должна получать питание от своего силового трансформатора. В случае возникновения аварии на одном из трансформаторов второй трансформатор должен обеспечить питание потребителей в полном объеме.

Выбор трансформаторов производится на основе состава потребителей на соответствующих шинах и их режимов работы. Также одним из важных показателей работ трансформатора является его перегрузочная способность, в противном случае есть риск без достаточных оснований увеличить мощность трансформаторов, что напрямую отразится на их стоимости и стоимости КТП в целом.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме работы будет равен 70%. В послеаварийных режимах допускается загрузка трансформаторов до 140% до 6 ч в сутки в течении 5 дней. Также необходимо учитывать, что в наиболее критических ситуациях при нехватке мощности, мы имеем право отключить потребителей III категории.

В настоящее время увеличивается потребление реактивной мощности, что негативно сказывается на загрузке кабельных и воздушных линий. Для того чтобы передать требующуюся реактивную мощность в таком случае необходимо увеличивать сечение питающих линий, а также увеличение мощности трансформаторов, что требует больших денежных инвестиций, которые с малой долей вероятности будут окупаться.

На промышленных предприятиях у крупных ТП существует несколько способов, позволяющих снизить количество передаваемой реактивной мощности. Одним из таких способов является установка батарей конденсаторов.

С этой целью производится расчет мощности, которую целесообразно получать из конденсаторных батарей. Данные устройства устанавливают на КТП, параллельно существующей сети.

Далее рассмотрим выбор трансформаторов на примере КТП 7430-ESS-001 (Лаборатория).

Расчетная мощность трансформатора определяется при помощи соотношения (8):

$$S_{\text{т.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{з.опт}}} \quad (12)$$

где  $P_{\text{расч}\Sigma}^2$  – суммарная расчетная активная нагрузка КТП;

$Q_{\text{расч}\Sigma}^2$  – суммарная расчетная реактивная нагрузка КТП;

$k_{\text{з.опт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$n_{\text{т}}$  – количество силовых трансформаторов;

После чего необходимо проверить коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме:

$$k_{\text{з.норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{n_{\text{т}} \cdot S_{\text{т.расч}}} \quad (13)$$

Также одним из наиболее важных условий выбора трансформатора является проверка его загрузки в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{\text{з.п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}\Sigma}^2 + Q_{\text{расч}\Sigma}^2}}{(n_{\text{т}} - 1) \cdot S_{\text{т.расч}}} \quad (14)$$

Трансформатор считается пригодным для использования при условии:

$$k_{з.п/а} \leq 1,4 \quad (15)$$

Произведем выбор трансформатора для КТП 7430-ESS-001:

$$S_{т.расч} = \frac{\sqrt{1524,9^2 + 1189^2}}{2 \cdot 0,7} = 1381,2 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

К установке принимает трансформатор Trihal 1600 кВ·А – 10 кВ.

Коэффициент загрузки трансформатора:

$$k_{з.норм} = \frac{\sqrt{1524,9^2 + 1189^2}}{2 \cdot 1600} = 0,6 ;$$

Далее необходимо проверить трансформатор в условиях аварийной ситуации:

$$k_{з.п/а} = \frac{\sqrt{1524,9^2 + 1189^2}}{1 \cdot 1600} = 1,21 \leq 1,4 ;$$

Условие (11) выполнено, что означает пригодность трансформатора к использованию.

Далее представим в таблице 14 результаты расчета и выбора трансформаторов на остальных КТП:

Таблица 14 – Результаты выбора трансформаторов

Наименование КТП	$S_{т.расч}$ кВ·А	$k_{з.норм}$	$k_{з.п/а}$	Тип трансформатора
1	2	3	4	5
7413-ESS-001	410	0,5	0,9	ТСЗ 630 кВ·А – 10 кВ
7413-ESS-002	1048,2	0,5	0,9	Trihal 1600 кВ·А – 10 кВ
7420-ESS-001	1735,5	0,5	0,97	Trihal 2500 кВ·А – 10 кВ

1	2	3	4	5
7414-ESS-001	1903,8	0,53	1,07	Trihal 2500 кВ·А – 10 кВ
6055-ESS-001	798,9	0,6	1,4	Trihal 1000 кВ·А – 10 кВ
6523-ESS-001	762,5	0,53	1,1	ТС3 1000 кВ·А – 10 кВ
7430-ESS-001	1381,2	0,6	1,21	Trihal 1600 кВ·А – 10 кВ
7490-ESS-001	1158,7	0,51	1,01	ТС31600 кВ·А – 10 кВ
6300	2892	0,64	1,28	Trihal 3150 кВ·А – 10 кВ

## 2.5 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Одним из важнейших параметров линии является размер сечения кабельной линии.

Выбор площади сечения КЛ осуществляется по расчетному максимальному току, а проверка производится по значениям послеаварийного тока.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P,\max} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot n_{ц} \cdot \sqrt{3}} \quad (16)$$

где  $S_{p.l.}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение сети, принимаемое равным 10 кВ;

$n_{ц}$  – количество цепей в линии;

Далее необходимо определить значение послеаварийного тока в линии:

$$I_{p.n/a} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot (n_c - 1) \cdot \sqrt{3}} \quad (17)$$

Условие выбора сечения кабеля:

$$I_{p.max} \leq I_{дл.доп} \quad (18)$$

где  $I_{дл.доп}$  – ток, который может проходить по кабелю в течении длительного промежутка времени без последствий. Данное значение принимается по справочным данным [1].

После чего выбранное сечение проводов проверяется на значение отклонения напряжения. Имея данные о напряжении источника питания, и произведя расчет падения напряжения в линии, можно определить значение отклонения напряжения. В соответствии с ГОСТ 32144-2013[8] нормальное значение отклонения напряжения составляет 10%.

Потеря напряжения определяется при помощи следующей формулы:

$$\Delta U = \frac{I_{расч} \cdot \sqrt{3} \cdot L}{U_{ном}} (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\% \quad (19)$$

где  $I_{расч}$  – рабочий максимальный ток, А;

$L$  – длина линии, км;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение. В;

$r_0$  – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_0$  - удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

$\varphi$  – угол нагрузки, определяемый соотношением  $tg\varphi = Q/P$ ;

Определим сечение КЛ для линии РУ – 1-7430-ESS-001:

$$I_{p.max} = \frac{1933,7}{10 \cdot 2 \cdot \sqrt{3}} = 55,8 \text{ А};$$



$$I_{p.n/a} = \frac{1933,7}{10 \cdot (2-1) \cdot \sqrt{3}} = 111,64 \text{ А};$$

По справочным данным выбираем кабель ПвВнг-3х95 с медными жилами. Выполнен с изоляцией из сшитого полиэтилена. Оболочка состоит из поливинилхлоридного пластика пониженной воспламеняемости.

По справочным данным длительно допустимый ток равен:

$$I_{дл.доп} = 304 \text{ А};$$

Проверяем выбранный кабель по условию (18):

$$111,64 \leq 304 \text{ А};$$

Условие соблюдается, значит сечение выбрано верно.

Далее необходимо проверить сечение кабеля на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{0,631 \cdot \sqrt{3} \cdot 55,8}{10000} (0,79 \cdot 0,189 + 0,61 \cdot 0,112) \cdot 100\% = 0,13\% ;$$

Что удовлетворяет всем необходимым условиям, так как максимальная потеря напряжения в линии составляет, как говорилось ранее, 10%. Отклонение напряжения удовлетворяет условиям ГОСТ 32144-2013.

Аналогично определяем сечение остальных кабелей, питающих КТП от шин 7413-ESS-001 и 6300.

Таблица 15– Марки и сечения кабельных линий

Участок сети	$I_{p.max}$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	Марка кабеля	L, км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6
7413-ESS-001	33,2	304	ПвВнг-3х95	0,04	0,01%
7413-ESS-002	84,7	304	ПвВнг-3х95	0,06	0,01%

Продолжение таблицы 15

7420-ESS-001	140,3	304	ПвВнг-3х95	0,67	0,15%
7414-ESS-001	88,8	304	ПвВнг-3х95	0,57	0,17%
6055-ESS-001	64,6	304	ПвВнг-3х95	1,62	0,20%
6523-ESS-001	61,6	304	ПвВнг-3х95	0,248	0,03%
7430-ESS-001	111,64	304	ПвВнг-3х95	0,63	0,31%
7490-ESS-001	93,7	304	ПвВнг-3х95	0,53	0,10%
6300	233,8	391	ПвВнг-3х150	0,02	0,01%
Шина 6300	550	661	ПвВнг-3х(3х185)	0,595	0,70%
Шина РУ-1	391,2	442	ПвВнг-6х(1х400)	0,56	0,08%

Также необходимо произвести выбор кабелей, питающих высоковольтную нагрузку. Результаты расчетов представим в таблице 16:

Таблица 16 – Результаты расчета кабелей для высоковольтной нагрузки

Участок сети	$I_{P,max}$ , А	$I_{дл.доп}$ , А	Марка кабеля	L, км	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6
6300 – К – 1301 А	140,3	391	ПвВнг-3х150	0,035	0,02%
6300 – К – 1301 В	140,3	391	ПвВнг-3х150	0,035	0,02%
6300 – К – 1301 С	140,3	391	ПвВнг-3х150	0,035	0,02%
6300 – К – 1301 D	140,3	391	ПвВнг-3х150	0,035	0,02%
6300 – К – 1302 А	78,3	391	ПвВнг-3х150	0,055	0,01%
6300 – К – 1302 В	78,3	391	ПвВнг-3х150	0,055	0,01%
6300 – К – 1303 А	33,1	391	ПвВнг-3х150	0,04	0,01%
6300 – К – 1303 В	33,1	391	ПвВнг-3х150	0,04	0,01%
6300 – К – 1303 С	33,1	391	ПвВнг-3х150	0,04	0,01%
6300 – К – 1304	20,5	391	ПвВнг-3х150	0,05	0,01%

Продолжение таблицы 16

Козловой кран 7300 – НО – 003	86,7	304	ПвВнг-3х95	1,47	0,23%
Козловой кран 7300 – НО – 004	86,7	304	ПвВнг-3х95	1,47	0,23%
6520	82,4	304	ПвВнг-3х95	0,127	0,3%
6520	82,4	304	ПвВнг-3х95	0,127	0,3%
6520	82,4	304	ПвВнг-3х95	0,127	0,3%
6520	82,4	304	ПвВнг-3х95	0,127	0,3%

## 2.6 Выбор схемы электроснабжения объектов ОЗХ:

Электроснабжение КТП, питающих объекты ОЗХ, осуществляется при помощи сети с номинальным напряжением 10 кВ. Данная сеть является радиальной, так как энергия от источника питания передается напрямую к объекту потребления. Данный тип схемы применяется в случаях, когда необходимо обеспечить электроэнергией потребителей большой установленной мощности, коими и являются объекты общезаводского хозяйства Западно-Сибирского нефтехимического комплекса.

Основным недостатком данной сети является наличие большого количества коммутационной аппаратуры, а также питающих линий, что увеличивает конечную стоимость и срок окупаемости проекта.

В тоже самое время такое большое количество коммутационной аппаратуры обеспечивает большую надежность питания системы в целом, что является ключевым пунктом при разработке схемы с потребителями I-ой и II-ой категории.

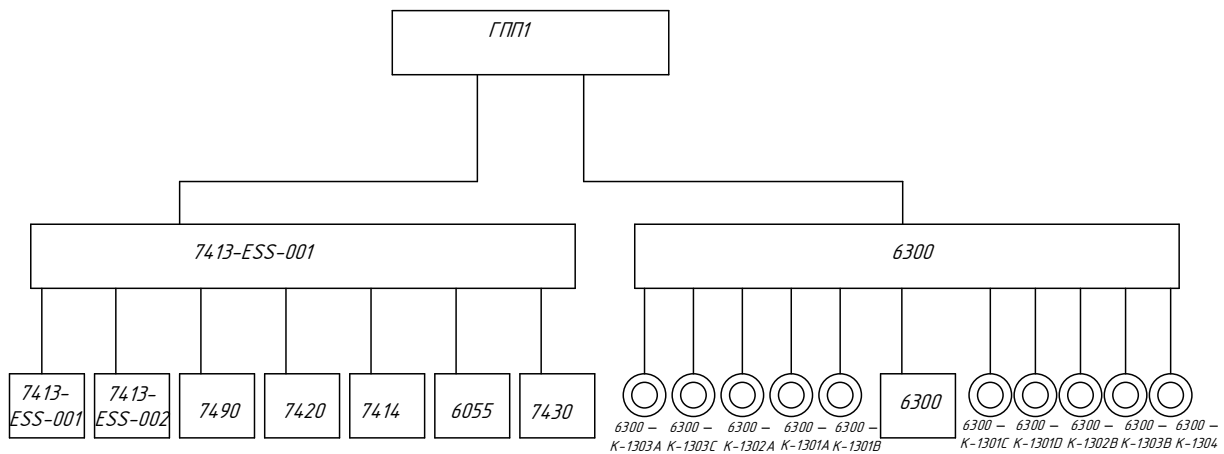


Рисунок 3 – Схема электроснабжения объектов ОЗХ

## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 3.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи короткого замыкания определяются в характерных точках с целью выбора оборудования и настройки релейной защиты. Расчет токов КЗ произведем в следующих точках: на шинах КТП, на шинах РУ 6300 и РУ 7413-ESS-001. Расчет будем производить приближенно в именованных единицах. Расчет токов КЗ произведем в соответствии с методическими указаниями [5] [6] [12]. Также, помимо этого, для более корректного расчета уставок релейной защиты необходимо рассчитать различные режимы токов КЗ, а именно:

- 1) Расчет токов КЗ в максимальном режиме с учетом АД;
- 2) Расчет токов КЗ в максимальном режиме без учета АД;
- 3) Расчет токов КЗ в минимальном режиме;

Расчет токов КЗ производится по следующим формулам:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (20)$$

Где  $Z$ - полное сопротивление, складывающееся из всех элементов, находящихся на пути к точке КЗ;

$$Z = \sqrt{\sum x^2 + \sum r^2} \quad (21)$$

где  $\sum x$  – суммарное индуктивное сопротивление до точки КЗ;

$\sum r$  – суммарное активное сопротивление до точки КЗ;

Другим немаловажным показателем при расчетах и выборе оборудования является ток двухфазного КЗ, который определяется по следующей формуле:

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

Ударный ток определяется как:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_K^{(3)} \quad (23)$$

где  $k_{уд}$  – ударных коэффициент определяется при помощи формул, взятых из РД 153-34.0-20.527-98;

$$k_{уд} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{T_a}\right)} \quad (24)$$

где  $T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ;

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{r_\Sigma \omega} \quad (25)$$

Далее в качестве примера произведем расчет токов КЗ в точке КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 4:

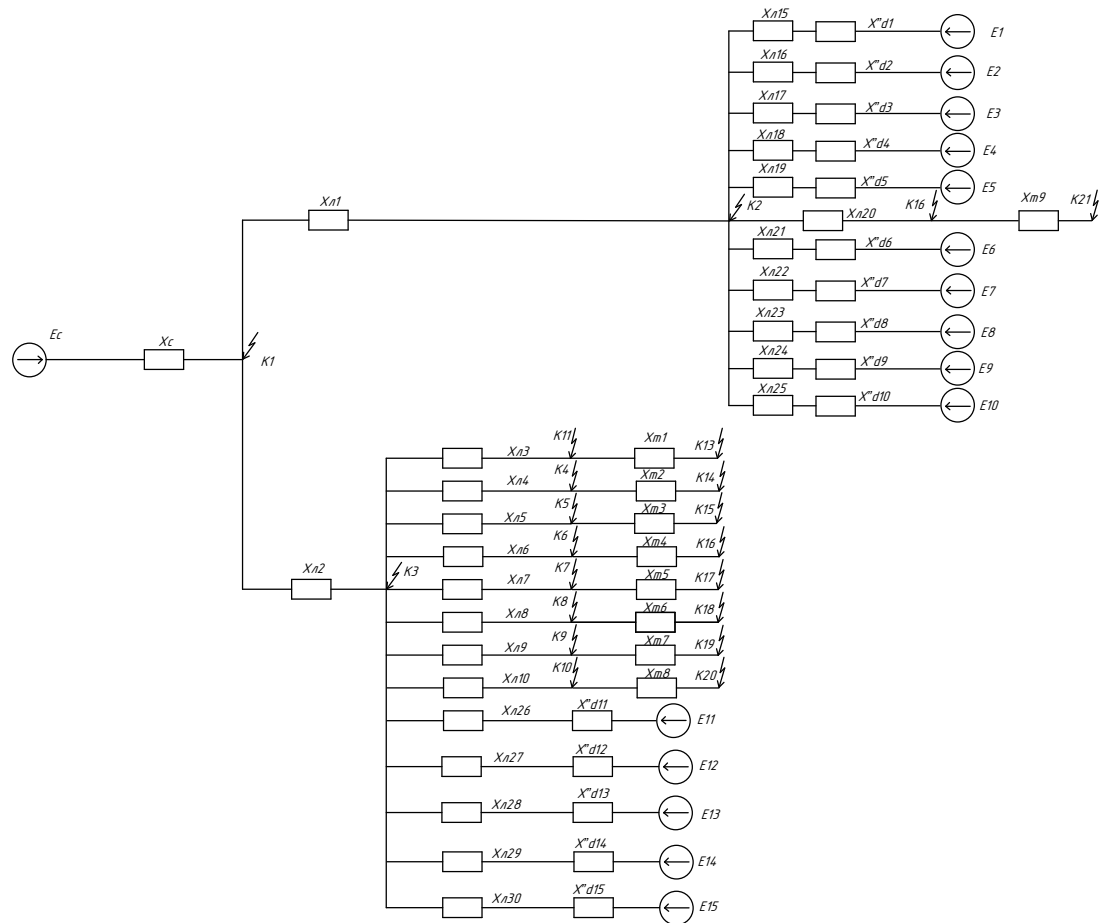


Рисунок 4 – Схема замещения для расчетов тока КЗ на стороне 10 кВ

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ подп}}} \quad (26)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение расчетного участка сети;

$I_{\text{КЗ подп}}$  – ток подпитки КЗ, подходящий со стороны системы;

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 36,7} = 0,1652 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Л2}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{2} \quad (27)$$

$$r_{\text{Л2}} = \frac{r_{\text{уд}} \cdot l}{2} \quad (28)$$

где  $x_{уд}$  и  $r_{уд}$  – активные и реактивные удельные сопротивления соответственно;

$l$  – длины соответствующих кабелей, м;

$$x_{л2} = \frac{0,043}{2} \cdot 0,56 = 0,012 \text{ Ом};$$

$$r_{л2} = \frac{0,0315}{2} \cdot 0,56 = 0,0088 \text{ Ом};$$

$$Z = \sqrt{(0,165 + 0,012)^2 + 0,0088^2} = 0,177 \text{ Ом};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,177} = 34,166 \text{ кА};$$

Далее необходимо учесть ток эквивалентной высоковольтной нагрузки приводов и двигателей:

$$I_{кз\Sigma}^{(3)} = I_{кз}^{(3)} + I_{кз \text{ ад экв}}^{(3)} + I_{кз \text{ козл.кр экв}}^{(3)} \quad (29)$$

$I_{кз \text{ ад экв}}^{(3)}$  – Эквивалентный ток асинхронных двигателей, подтекающий к месту КЗ, кА;

$I_{кз \text{ козл.кр экв}}^{(3)}$  – Эквивалентный ток от приводов козловых кранов, подтекающий к месту КЗ, кА;

$$I_{кз \text{ ад экв}}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot x_{ад экв}} \quad (30)$$

$$I_{кз \text{ ад экв}}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot x_{козл.кр экв}} \quad (31)$$

В соответствии с указанными выше формулами получим:



$x_{ад экв}$  – эквивалентное сопротивление асинхронных двигателей, Ом;

$x_{козл.кр экв}$  – эквивалентное сопротивление приводов козловых кранов, Ом;

В соответствии с указанными выше формулами получим:

$$I_{кз ад экв}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,90} = 0,88 \text{ кА};$$

$$I_{кз ад экв}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 3,10} = 1,98 \text{ кА};$$

$$I_{кз \Sigma}^{(3)} = 34,166 + 1,98 + 0,88 = 37,65 \text{ кА};$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 37,65 = 32,61 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{(0,165+0,012)}{0,0088 \cdot 314} = 0,063 ;$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{0,064}\right)} = 1,85 ;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,85 \cdot 37,65 = 98,72 \text{ кА};$$

Результаты расчета токов КЗ в других точках представим в таблице 1:

Таблица 17 – Результаты расчета тока КЗ в сети 10 кВ без учета АД

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$ , кА	$I_{к}^{(2)}$ , кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4	5
К1	37,00	31,78	1	51,90
К2	34,01	29,45	1,86	89,82
К3	34,16	29,59	1,85	89,69
К4	18,61	16,11	1,07	28,07

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
K5	34,15	29,57	1,76	84,57
K6	31,96	27,68	1,51	68,38
K7	28,04	24,28	1,29	51,01
K8	27,02	23,40	1,25	47,69
K9	28,62	24,78	1,32	53,06
K10	27,47	23,79	1,27	49,11
K11	34,37	29,77	1,78	86,69
K12	35,58	30,81	1,12	94,09

Далее в таблице представим результаты расчета токов КЗ с учетом асинхронных двигателей:

Таблица 18 – Результаты расчета тока КЗ в сети 10 кВ с учетом АД

Точка КЗ	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$ , кА	$k_{\text{уд}}$	$i_{\text{уд}}$ , кА
1	2	3	4	5
K1	43,6	37,71	1	62,78
K2	39,57	34,27	1,32	75,21
K3	37,65	32,49	1,85	100,29
K4	21,41	18,54	1,07	32,40
K5	36,95	32,00	1,76	91,97
K6	34,49	29,87	1,51	73,65
K7	30,84	26,68	1,29	57,29
K8	29,82	25,79	1,25	53,68
K9	31,42	27,21	1,32	59,72
K10	30,27	26,22	1,27	55,36
K11	37,17	32,19	1,78	95,27
K12	38,38	33,24	1,12	61,89

Также необходимым условием корректного расчета является расчет токов КЗ в минимальном режиме. Минимальный режим токов КЗ характеризуется следующими условиями:

- 1) Режим сети 110 кВ и выше соответствует минимальным значениям токов короткого замыкания на шинах 110 кВ КРУЭ 110 кВ ПС 500 кВ ЗапСиб;
- 2) Подпитка от высоковольтных двигателей отсутствует;
- 3) Секционные выключатели 10 кВ находятся в отключенном состоянии;

Таблица 19 – Результаты расчета тока КЗ 10 кВ в минимальном режиме

Точка КЗ	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4	5
К1	14,65	12,69	1	20,73
К2	14,50	12,56	1,32	40,12
К3	14,23	12,33	1,85	39,00
К4	11,16	9,67	1,07	20,05
К5	14,14	12,24	1,76	37,75
К6	13,81	11,96	1,51	34,23
К7	13,19	11,42	1,29	29,37
К8	13,02	11,27	1,25	28,26
К9	13,29	11,51	1,32	30,02
К10	13,09	11,34	1,27	28,74
К11	14,17	12,27	1,78	38,16
К12	14,44	12,51	1,12	39,50

### 3.2. Расчет токов КЗ в сети 0,69 кВ

Расчетные токи КЗ определяются на шинах соответствующей КТП. За основное напряжение примем напряжение  $U_{осн}$ .

Для наглядности рассмотрим схему замещения сети 0,69 кВ:

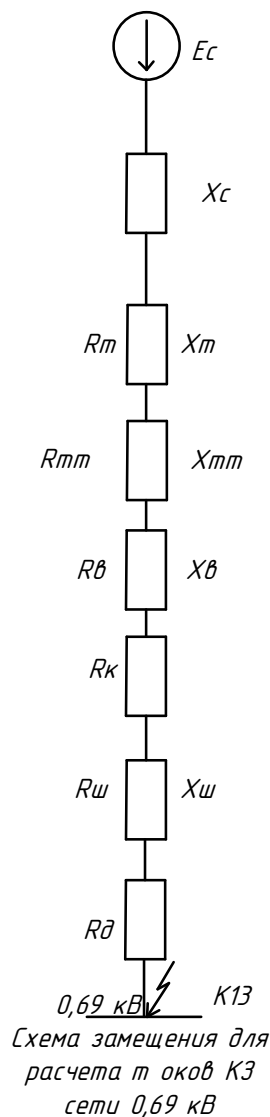


Рисунок 5 – Схема замещения для расчетов тока КЗ на стороне 0,69 кВ

$$U_{\text{осн}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} \quad (32)$$

Вычисление искомого тока КЗ производится при помощи формулы (20).

Где Z:

$$Z = \sqrt{(x_T + x_c + x_b + x_{TT} + x_w)^2 + (r_T + r_b + r_w + r_{TT} + r_d + r_k)^2} \quad (33)$$

Где  $x_T$  – Реактивное сопротивление трансформатора 10/0,69

$$x_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{T.HOM}} \quad (33)$$

$$x_C = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ \text{ подп}}} \quad (34)$$

$x_B$  – Реактивное сопротивление выключателя (0,17 мОм);

$r_T$  – Активное сопротивление трансформатора 10/0,69

$$r_T = \frac{P_K \cdot U_{BH}^2}{S_{BH}^2} \quad (35)$$

$r_B$  – Активное сопротивление трансформатора (0,65 мОм);

$r_{Ш}$  – активное сопротивление шины КТП (0,04 мОм);

$x_{Ш}$  – реактивное сопротивление шины КТП (0,06 мОм);

$r_{ТТ}$  – активное сопротивление трансформатора тока (0,02 мОм);

$x_{ТТ}$  – реактивное сопротивление трансформатора тока (0,02 мОм);

$r_D$  – активное сопротивление дуги (3 мОм);

$r_K$  – активное сопротивление контактов (0,15 мОм);

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ОСН}}{\sqrt{3} \cdot Z} \quad (36)$$

Произведем расчет токов КЗ на шинах КТП 0,69 кВ:

$$x_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 33,76} \cdot \left(\frac{0,69}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,78 \text{ мОм};$$

$$r_T = \frac{7,6 \cdot 10,5^2}{630^2} \cdot \left(\frac{0,69}{10,5}\right)^2 \cdot 10^6 = 9,1 \text{ мОм};$$

$$x_T = \frac{6 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 630} \cdot \left(\frac{0,69}{10,5}\right)^2 \cdot 10^6 = 45,34 \text{ мОм};$$

$$Z = \sqrt{46,37^2 + 12,6^2} = 48,15 \text{ мОм};$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{690}{\sqrt{3} \cdot 48,15} = 8,28 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,28 = 7,15 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{46,37}{12,6 \cdot 314} = 0,0151;$$

$$k_{\text{уд}} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{0,0151}\right)} = 1,52 ;$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,52 \cdot 8,28 = 18,08 \text{ кА};$$

Результаты расчетов тока КЗ в других точках приведем в таблице 20:

Таблица 20 - Результаты расчета тока КЗ 0,69 кВ в максимальном режиме

Точка КЗ	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА
1	2	3	4
К 13	8,28	7,15	18,08
К 16	13,08	11,33	27,05
К 19	19,69	17,05	42,69

Таблица 21 – Результаты расчета тока КЗ 0,69 кВ в минимальном режиме

Точка КЗ	$I_{\text{к}}^{(3)}$ , кА	$I_{\text{к}}^{(2)}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА
1	2	3	4
К 13	8,24	7,13	17,77
К 16	12,65	10,96	26,38
К 19	18,73	16,22	41,07

### 3.3 Расчет токов КЗ В сети 0,4 кВ

Аналогично предыдущим расчетом произведем вычисление значения токов в характерных точках низковольтной сети 0,4 кВ.

Схема замещения в рассматриваемой сети является аналогичной схеме в сети 0,69 кВ.

Расчетные формулы остаются без изменений, поэтому приступим сразу же к вычислениям. Расчет произведем на примере точки короткого замыкания К 14:

Используя формулу (7) определим сопротивление системы:

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 18,47} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^3 = 0,48 \text{ мОм};$$

Далее определим активное и реактивное сопротивление трансформатора при помощи формул (14) и (12) соответственно.

$$r_T = \frac{10 \cdot 10,5^2}{1000^2} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^6 = 1,6 \text{ мОм};$$

$$x_T = \frac{6 \cdot 10,5^2}{100 \cdot 1000} \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 10^6 = 9,6 \text{ мОм};$$

$$Z = \sqrt{10,33^2 + 5,46^2} = 11,68 \text{ мОм};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,68} = 19,80 \text{ кА};$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19,80 = 17,15 \text{ кА};$$

$$T_a = \frac{10,33}{5,46 \cdot 314} = 0,0145 ;$$

$$k_{уд} = 1 + e^{\left(\frac{-0,01}{0,0145}\right)} = 1,5 ;$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 19,08 = 49,57 \text{ кА};$$

Далее полученные значения токов КЗ в других точках представим в таблице 22:

Таблица 22 – Результаты расчета токов КЗ 0,4 кВ в максимальном режиме

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(2)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4
К 14	19,80	17,15	49,57
К 15	34,95	30,27	72,97
К 17	40,23	34,84	85,39
К 18	40,15	34,77	85,26
К 20	34,63	29,99	72,47
К21	64,18	55,58	125,56

Таблица 23 – Результаты расчета токов КЗ в 0,4 кВ в минимальном режиме

Точка КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(2)}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	2	3	4
К 14	21,39	18,53	45,80
К 15	33,17	28,73	70,16
К 17	37,95	32,87	81,67
К 18	37,90	32,82	81,58
К 20	32,94	28,53	69,79
К21	58,21	50,41	117,07



#### 4. ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЯ

Одним из наиболее важных параметров, определяющим тип выбираемого кабеля, является термоустойчивость кабеля к токам КЗ. Для того чтобы понять удовлетворяет ли кабель данному условию необходимо найти минимальное сечение кабеля, которое будет удовлетворять условию термической стойкости [1].

Для оценки необходимо определить тепловой импульс при помощи следующей формулы:

$$B_k = I_{n0}^{(3)} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (37)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{откл.в}} \quad (38)$$

$t_{\text{рз}}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{\text{откл.в}}$  – время отключения выключателя, с;

$$t_{\text{откл}} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с};$$

Минимальное сечение кабеля, удовлетворяющее условию термической стойкости, определяется при помощи формулы (37):

$$S_{\text{твр}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (39)$$

$C_m$  – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материале проводника. Для алюминия  $C_m = 90 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ .

Произведем расчет кабеля на примере участка сети 7413-ESS-001 – 7430-ESS-001:

$$B_k = 30,27 \cdot (0,57 + 0,075) = 19,52 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\text{твр}} = \frac{\sqrt{19,52 \cdot 1000}}{90} = 1,6 \text{ мм}^2;$$

Кабель, для которого была проведена проверка имеет сечение  $95 \text{ мм}^2 > 1,6 \text{ мм}^2$ . Следовательно условие проверки выполняется, кабель удовлетворяет условиям термической стойкости.

## 5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В данном разделе произведем выбор коммутационной, измерительной и токопроводящей аппаратуры. Данные аппараты выбираются по номинальному току, по току КЗ, номинальному напряжению, а также проверяются на механическую и термическую прочность.

### 5.1 Выбор выключателя 10 кВ

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения токов, а также для создания видимых разрывов цепи.

Для произведения корректных расчетов необходимо определить максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель. В качестве примера рассмотрим выключатель, установленный на шинах 6300:

$$I_{\text{ном}Q} = \frac{\sqrt{16954^2 + 8714,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1048,17 \text{ А};$$

Выбираем вакуумный выключатель HVX 10 кВ;

Выбор выключателей производим с учетом следующих параметров:

Напряжение электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (40)$$

Длительный ток:

$$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}} \quad (41)$$

Отключающая способность:

$$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{ном}} \quad (42)$$

Также необходимо произвести проверку по термической стойкости выключателя:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (43)$$

$t_{\text{откл}}$  – время отключения тока КЗ, принимаем равным 1,5 с;

$$B_k = 39,57^2 \cdot (1,5 + 0,089) = 2448,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (44)$$

$$B_{\text{к.в.}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе определим при помощи следующей формулы:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.откл}} \quad (45)$$

$\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе. Для данного выключателя примем значение равное 40%;

$I_{\text{ном.откл}}$  – номинальный ток отключения, кА;

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 50 = 28 \text{ кА};$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в начальный момент времени:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (46)$$

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 39,57 = 56,98 \text{ кА};$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных представим в таблице 24:

Таблица 24 – Каталожные и расчетные данные

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.макс}} = 1048,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 106,07 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 2448,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$I_{n0} = 39,57 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{n0} = 39,57 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{\text{откл}}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют всем условиям.

На все отходящие и подходящие присоединения устанавливаются аналогичные выключатели.

## 5.2 Выбор трансформаторов тока

Как правило основным назначением трансформаторов тока является, контроль, учет и защита основных параметров точке присоединения. Исходя из этого зачастую применяются ТТ с двумя вторичными обмотками с целью подключения приборов контроля и учета, также устройств РЗА.

Выбор ТТ производится по номинальному напряжению, току первичной обмотки, току вторичной обмотки при выбранном классе точности. Проверка осуществляется по электродинамической и термической стойкости в условиях возникновения КЗ.

ТТ выбираются с током вторичных цепей равным 5 А. а также двумя сердечниками. Класс точности должен быть равен 0,5.

ТТ выбирается исходя из следующего условия:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}} \quad (47)$$

$Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ;

$Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка;

Так как индуктивное сопротивление цепей незначительно, то  $Z_2 \approx r_2$ .

Вторичная нагрузка  $r_2$  складывается из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$  и сопротивления соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$ , а также переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ .

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (48)$$

Для проверки и последующих расчетов принимает ТОЛ-НТЗ-10-11, который предназначен для установки в ячейках с первичным током 400А.

Все приборы учета и измерения, предназначенные для установки, выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами Seram S40, что обеспечивает снижение погрешности в момент снятия показаний со счетчика.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведем в таблице 25:

Таблица 25 – вторичная нагрузка ТТ:

Прибор	Тип прибора	Нагрузка по фазам, В·А		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	EQ72	0,5	-	-
Счетчик активной энергии	СЭТ – 4 ТМ	0,5	-	0,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ – 4 ТМ	0,5	-	0,5
Итого		1,5		1,0

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (49)$$

$$S_{\text{пр}} = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А};$$

Откуда получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом};$$

Далее необходимо определить сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l_{\text{расч}} \cdot \rho}{S} \quad (50)$$

$l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от класса напряжения и схемы соединения обмоток ТТ, для сети с номинальным напряжением 10 кВ, соединенным по схеме полная звезда, примем длину проводов равной 10 м;

$S$  – минимальное, удовлетворяющее условиям, сечение проводов;

$\rho$  – удельное сопротивление;

Примем сечение равным  $4 \text{ мм}^2$ , а удельное сопротивление  $0,0283$ , т.к. будем использовать алюминиевые провода.

$$r_{\text{пр}} = \frac{10 \cdot 0,0283}{4} = 0,07 \text{ Ом};$$

Сопротивление контактов примем равным  $0,01 \text{ Ом}$ , откуда получим расчетное значение сопротивлений вторичной нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 0,06 + 0,07 + 0,1 = 0,23 \text{ Ом};$$

Проверка оп термической стойкости осуществляется следующим образом:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (51)$$

$$B_k = 39,57^2 \cdot (1,5 + 0,089) = 2448,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к.в.}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (52)$$

$$B_{\text{к.в.}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Значение остальных расчетных и каталожных данных ТТ в таблице 26:

Таблица 26 – расчетные и каталожные данные для выбора ТТ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.макс}} = 1048,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{н.расч}} = 0,238 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{н.расч}} \leq Z_{2\text{н}}$
$B_k = 2448,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$i_{\text{уд}} = 106,07 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$



Выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки, следовательно на все отходящие от РУ – 1 линии устанавливаем аналогичные трансформаторы тока.

### 5.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- 1) По напряжению установки;
- 2) По классу точности;
- 3) По вторичной нагрузке;

Под вторичной нагрузкой понимается нагрузка всех измерительных приборов и реле присоединенных к трансформатору напряжения:

Далее в таблице 27 представим список присоединяемых приборов к ТН:

Таблица 27 – Нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{1обм}$	Число обмоток	Число приборов	Потребляемая мощность, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Э-350	3	1	1	3
Счетчик активной энергии	СЭТ – 4 ТМ	3,6	2	6	43,2

1	2	3	4	5	6
Счетчик реактивной энергии	СЭТ – 4 ТМ	3,6	2	6	43,2
Итого				5	89,4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения складывается из мощности всех счетчиков и приборов, подключенных к ТН, и определяется как:

$$S_{2\text{сум}} = S_{1\text{обм}} \cdot n_{\text{обм}} \cdot n_{\text{пр}} \quad (53)$$

$$S_{2\text{сум}} = 89,4 \text{ В}\cdot\text{А};$$

Выбираем трансформаторы напряжения типа ТЗЛМ-I-1.

Сравнение каталожных и расчетных данных представим в таблице 28:

Таблица 28 – расчетные и каталожные данные для выбора ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$S_{\text{расч}} = 89,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{уст}} = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{уст}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем требованиям. Устанавливаем аналогичные трансформаторы напряжения на все остальные отходящие присоединения.

#### 5.4 Выбор ограничителей перенапряжения

Ограничители перенапряжения нелинейные – электроаппараты предназначенные для защиты оборудования подстанции от перенапряжений,

возникающих в следствие различных коммутационных процессов, а также из-за грозовых перенапряжений. В отличие от разрядников ОПН не имеет искрового промежутка, а его принцип работы основан на нелинейной вольт-амперной характеристике резисторов, изготавливаемых из оксида цинка с добавлением малого количества окислов иных металлов, что приводит к возникновению столь большого коэффициента нелинейности.

Резисторы находятся в оболочке из полимерных материалов, которая обеспечивает стойкость к механическим воздействиям, а также обеспечивает высокие изоляционные характеристики.

Основными характеристиками ОПН являются:

- 1) Номинальное напряжение;
- 2) Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- 3) Взрывобезопасность;

Для определения расчетной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчетную величину максимального допустимого напряжения на ограничителе, которое определяется при помощи формулы:

$$U_{\text{н.р.д}} = \frac{U_{\text{нб.р.с}} \cdot 1,05}{\sqrt{3}} \quad (54)$$

$U_{\text{нб.р.с}}$  – наибольшее рабочее напряжение сети, кВ;

$$U_{\text{н.р.д}} = \frac{12 \cdot 1,05}{\sqrt{3}} = 7,28 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{н.р.д}} \leq U_{\text{н.р.ном}} \quad (55)$$

$$7,28 \leq 11,5 \text{ кВ};$$

Далее произведем выбор по условиям взрывобезопасности:

Для выбранного ОПН взрывобезопасный ток равен 100 кА;

$$I_{В.Б.} > 1,2 \cdot I_{П0} \quad (56)$$

$$100 > 41 \text{ кА};$$

Проверка ОПН по энергоемкости.

Для рассматриваемого нами ОПН удельная энергоемкость составит 5,4 кДж/кВ. В соответствии с методическими указаниями Тимофеева С.А. на ПС с изолированной нейтралью ОПН должен иметь энергоемкость не менее 4-4,5 кДж/кВ, что удовлетворяет условиям.

Определение защитного уровня при коммутационных перенапряжениях.

$$U_{\text{Ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot K_{\text{и}} \cdot K_{\text{к}} \cdot U_{\text{исп}}}{1,2} \quad (57)$$

где  $U_{\text{исп}}$  - нормируемое одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц, согласно;

$K_{\text{и}}$  - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, 1,35;

$K_{\text{к}}$  - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции, 0,9.

$$U_{\text{Ост.к}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 0,9 \cdot 1,35 \cdot 28}{1,2} = 40,82 \text{ кВ};$$

Для рассматриваемого ОПН  $U_{\text{Ост.к.ном}} = 36,3 \text{ кВ}$ .

$$U_{\text{Ост.к}} \leq U_{\text{Ост.к.ном}} \quad (58)$$

Исходя из этого к установке принимаем ОПН марки ОПН-П-10/11,5/10/550 УХЛ – 2.

Представим основные характеристики, выбранного ограничителя перенапряжения в таблице 30:

Таблица 30 – Параметры ОПН-П-10/11,5/10/550 УХЛ – 2

Параметр	Значение параметра
1	2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ;	36,3
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	4

### 5.5 Выбор комплектного распределительного устройства

На шинах РУ-1 и 6300 предполагается установка КРУ 10 кВ «Элтима», производимое фирмой «Электронмаш». Данное устройство предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока с частотой  $f = 50$  Гц, напряжением 10 кВ.

Выбор КРУ производится по номинальному току и напряжению. Проверка – по термической и динамической стойкости.

В целях предотвращения опасных ситуаций при возникновении дуги шкафы с наличием выдвижных элементов разделены на отсеки:

- 1) Отсек сборных шин;
- 2) Отсек выдвижного элемента;
- 3) Отсек трансформаторов тока и присоединений;
- 4) Отсек вспомогательных цепей;

Представим все расчетные и каталожные данные, необходимые для сравнения и выбора в таблице 31:

Таблица 31 – выбор и проверка КРУ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{р.макс}} = 1048,17 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$	$I_{\text{р.макс}} \leq I_{\text{ном}}$
$i_{\text{уд}} = 106,07 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}}$
$B_k = 2448,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.в.}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{\text{к.в.}}$
$I_{\text{н0}} = 39,57 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{вкл}}$
$I_{\text{н0}} = 39,57 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} \leq I_{\text{откл}}$

### 5.6 Выбор предохранителей 10 кВ

Трансформаторы 10/0,69 и 10/0,4 кВ в производственных сетях, как правило, защищены плавкими предохранителями на стороне высшего напряжения и автоматическими выключателями на низшем напряжении.

Выбор предохранителей производится по расчетному току.

Расчетный ток для КТП 7430:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (59)$$

$S_{\text{тр}}$  – мощность трансформатора КТП, кВА;

$$I_{\text{расч}} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10} = 92,49 \text{ А};$$

Выбираем предохранитель марки ПКТ – 104. Плавкая вставка рассчитана на номинальный ток 160 А.

Таблица 32 – Выбор предохранителей трансформатора 10/0,69 кВ

Наименование КТП	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
1	2	3	4
7413-ESS-001	36,37	40	ПКТ-102
7413-ESS-002	92,38	160	ПКТ-104
7420-ESS-001	144,34	160	ПКТ-104
7414-ESS-001	144,34	160	ПКТ-104
6055-ESS-001	57,34	80	ПКТ-103
7430-ESS-001	92,38	160	ПКТ-104
7490-ESS-001	92,38	160	ПКТ-104
6523-ESS-001	57,74	80	ПКТ-103
6300	181,87	200	ПКТ-104

### 5.7 Выбор сборных шин и изоляторов

На распределительной пункте 6300 ошиновку предполагается выполнить в виде жестких алюминиевых шин.

Согласно п. 1.3.28 ПУЭ [11] сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток на данном участке составит:

$$I_{max} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot 0,95 \cdot \cos\varphi} \quad (60)$$

$$I_{max} = \frac{\sqrt{16954,1^2 + 8714,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,89} = 1239,72 \text{ А};$$

Принимаем шины прямоугольного сечения алюминиевые (100x8) мм<sup>2</sup>,  $I_{доп.ном} = 1625 \text{ А}$ . С учетом поправочного коэффициента на температуру:

$$I_{доп.ном} = 1625 \cdot 0,94 = 1527,5 \text{ А};$$

Что является большим значением, чем наибольший ток, протекающий в шине, следовательно удовлетворяет условию (61):

$$I_{max} < I_{доп.ном} \quad (61)$$

Далее необходимо проверить устойчивость шин к тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k = 39,57^2 \cdot (1,5 + 0,089) = 2448,03 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Определим минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} \quad (62)$$

$$q_{min} = \frac{\sqrt{10^3 \cdot 2448,03}}{91} = 17,19 \text{ мм}^2;$$

$C_T=91 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$  – для алюминия;

Данные шины удовлетворяют условию (62):

$$q_{min} < q \quad (63)$$

$$17,19 < 800 \text{ мм}^2;$$

Шины являются термически стойкими.

Определим частоту колебаний алюминиевых шин при помощи следующего выражения:



$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (64)$$

$l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} \quad (65)$$

$$J = \frac{10 \cdot 0,8^3}{12} = 0,42 \text{ см}^4;$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \sqrt{\frac{0,42}{8}} = 27,56 \text{ Гц};$$

Так как частота механических колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно механический резонанс исключается.

Далее необходимо определить наибольшее электродинамическое усилие, которое возникает при трехфазном коротком замыкании:

$$f^{(3)} = \frac{k_\phi \cdot i_y^2}{a} \cdot 10^{-7} \quad (66)$$

$$f^{(3)} = \frac{0,55 \cdot 106700^2}{0,245} \cdot 10^{-7} = 2555,79 \text{ Н/м};$$

Затем определим напряжение в материале шин:

$$\sigma_n = \frac{f^{(3)} \cdot l_n^2}{12 \cdot W_n} \quad (67)$$

$$W_n = \frac{b^2 \cdot h}{6} \quad (68)$$

$$W_n = \frac{10^2 \cdot 0,8}{6} = 1,33 ;$$

$l_n$  – расчетный пролет при двух прокладках принимается равным 0,4 м;

$$\sigma_n = \frac{2555,79 \cdot 0,4^2}{12 \cdot 1,33} = 25,62 \text{ МПа};$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W_\phi} \quad (69)$$

$$W_\phi = \frac{h \cdot b^2}{3} \quad (70)$$

$a$  – расстояние между фазами принимаем равным 0,8 м;

$$W_\phi = \frac{0,8 \cdot 10^2}{3} = 26,67 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{106700^2 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 2,13} = 13,31 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_\phi + \sigma_n \quad (71)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = 13,31 + 25,62 = 39 \text{ МПа};$$

Что меньше  $\sigma_{\text{доп}} = 82 \text{ МПа}$ , следовательно шины являются механически прочными.

Таблица 32 – Сопоставление расчетных и каталожных данных шин

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$I_{max} = 1239,72 \text{ А}$	$I_{\text{доп.ном}} = 1625 \text{ А}$	$I_{max} \leq I_{\text{доп.ном}}$
$q_{min} = 17,19 \text{ мм}^2$	$q = 800 \text{ мм}^2$	$q_{min} \leq q$
$\sigma_{\text{расч}} = 39 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}$

На РУ 6300 к установке принимаем сборные шины АДЮ.

Крепление жестких шин осуществляется при помощи опорных изоляторов, выбор которых производится на основе следующих условий:

- 1) Номинальное напряжение;
- 2) Максимальная сила, действующая на изгиб;

Выбираем опорные изоляторы ОФ – 10 – 000УЗ.

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{\text{и}} = 1,62 \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (72)$$

$$F_{\text{и}} = 1,62 \cdot \frac{106700^2 \cdot 2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 4610,88 \text{ Н};$$

Поправка на высоту коробчатых шин:

$$k_h = \frac{H_{\text{из}} + c + h/2}{H_{\text{из}}} \quad (73)$$

$$k_h = \frac{134 + 7 + 150/2}{134} = 1,61;$$

$$F_{\text{расч}} = k_h \cdot F_{\text{и}} \quad (74)$$

$$F_{\text{расч}} = 1,61 \cdot 4610,88 = 7423,52 \text{ Н};$$

$$F_{\text{разр}} = 12000 \text{ Н};$$

Следовательно условие (75) выполняется:

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{разр}} \tag{75}$$

Таблица 33 – Сопоставление расчетных и каталожных данных расчетов

Расчетные данные	Справочные данные	Условие выбора
1	2	3
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{\text{ном}}$
$F_{\text{расч}} = 7423,52 \text{ Н}$	$F_{\text{разр}} = 12000$	$F_{\text{расч}} \leq F_{\text{разр}}$

### 5.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Наиболее ответственными потребителями СН являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, аварийное освещение, системы пожаротушения.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам собственных нужд.

Таблица 34 – Нагрузка собственных нужд ТП

Вид потребителя	Нагрузка, кВА
1	2
Аппаратура связи телемеханики	10
Освещение	12
Оперативные цепи	6

1	2
Аварийное освещение	9
Электроотопление помещений	20
Питание ЩСН	17
Питание измерительных преобразователей	11

Суммарная мощность электроприемников определяется с учетом коэффициента использования  $k_{и}$ . Его значение примем усредненным равным 0,8.

Откуда расчетная нагрузка равна:

$$S_{\text{расч}} = k_{и} \cdot S_{\text{сум.приб}} \quad (76)$$

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot (10 + 12 + 6 + 9 + 20 + 17 + 11) = 68 \text{ кВА};$$

Расчетную мощность трансформатора определим при помощи следующей формулы:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{з} \cdot n_{\text{тр}}} \quad (77)$$

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{68}{0,75 \cdot 2} = 45,34 \text{ кВА};$$

К установке примем трансформатор тока ТЛС – 63/10/0,4 УХЛ2.

### 5.9 Выбор автоматических выключателей

На низковольтной стороне трансформаторов КТП одним из основных способов защиты является установка автоматических выключателей.

Выбор автоматических выключателей производится по номинальному току расцепления:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_p \quad (78)$$

$I_p$  – максимальный рабочий ток, А;

$I_{\text{ном.расц}}$  – номинальный ток расцепления выключателя, А;

Расчет максимального рабочего тока производится по следующей формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{КТП}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (79)$$

Произведем рабочего тока на примере КТП 7430-ESS-001:

$$I_p = \frac{1600}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 2312 \text{ А};$$

К установке принимаем автоматический выключатель Masterpact NW25H2.

Результаты выбора и расчета остальных выключателей представим в таблице 35:

Таблица 35 – Выбор автоматических выключателей

№ КТП	$S_{\text{КТП}}$ , кВА	$I_p$ , А	$I_{\text{ном.расц}}$ , А	Тип выключателя
1	2	3	4	5
7413-ESS-001	630	527,77	800	Masterpact NT08
7413-ESS-002	1600	2312	2500	Masterpact NW25H2
7420-ESS-001	2500	3612	6300	Masterpact NW800
7414-ESS-001	2500	3612	6300	Masterpact NW800
6055-ESS-001	1000	837,73	1000	Masterpact NT10
7430-ESS-001	1600	2312	2500	Masterpact NW25H2

Продолжение таблицы 35

1	2	3	4	5
7490-ESS-001	1600	1340,37	2500	Masterpact NW25H2
6523-ESS-001	1000	837,73	1000	Masterpact NT10
6300	3150	4552,02	6300	Masterpact NW800

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но с добавлением условия проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин} \quad (80)$$

Коммутационная способность данных выключателей лежит в пределах от 42 кА до 130 кА.

В таблице 35 представим результаты сравнения выключателей по данному параметру:

Таблица 36 – Проверка выключателей по динамической стойкости

№ КТП	$i_{уд}$ , кА	$i_{дин}$ , кА	Тип выключателя
1	2	3	4
7413-ESS-001	18,08	88	Masterpact NT08
7413-ESS-002	72,97	187	Masterpact NW25H2
7420-ESS-001	85,26	130	Masterpact NW800
7414-ESS-001	85,39	130	Masterpact NW800
6055-ESS-001	46,82	88	Masterpact NT10
7430-ESS-001	72,47	187	Masterpact NW25H2
7490-ESS-001	42,69	187	Masterpact NW25H2
6523-ESS-001	27,05	88	Masterpact NT10
6300	125,56	187	Masterpact NW800

## 5.10. Выбор и проверка токоограничивающего реактора

Токоограничивающий реактор – электрический аппарат, предназначенный для ограничения токов, возникающих в следствие короткого замыкания. Данный аппарат работает в качестве индуктивного сопротивления и зачастую применяется для ограничения емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях.

Выбор произведем на шинах РУ1.

Выбор и проверка данного устройства производится по следующим параметрам:

- 1) Напряжение;
- 2) Термическая стойкость;
- 3) Динамический ток;
- 4) Максимальный рабочий ток;

Произведем расчет необходимых параметров:

$$I_{p.макс} = \frac{\sqrt{14683,3^2 + 14056,9^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1173,6, \text{ А};$$

$$B_k = 37,65^2 \cdot (1,5 + 0,063) = 2215,59, \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{к.в.} = 39^2 \cdot 6 = 9126 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Произведем сравнительный анализ данных в таблице 37:

Таблица 37 – Сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.макс} = 1173,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{p.макс} \leq I_{ном}$



$i_{уд} = 98,72 \text{ кА}$	$i_{СКВ} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{СКВ}$
$B_k = 1823,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в.} = 9126 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в.}$

### 5.11 Выбор выключателя нагрузки

Данная коммутационная аппаратура предназначена для обеспечения безопасного производства работ, а также для коммутации рабочих значений токов.

Выбор данного оборудования производится в соответствии со следующими критериями:

- 1) По напряжению электроустановки;

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

- 2) По току;

$$I_{max} \leq I_{ном};$$

- 3) По термической стойкости;

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер};$$

К установке примем выключатель нагрузки типа LBSkit – 630:

Произведем выбор на примере КТП 7430-ESS-001:

Таблица 38 – сравнение расчетных и каталожных данных

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбор
1	2	3
$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ};$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 92,49 \text{ А};$	$I_{ном} = 630 \text{ А};$	$I_{max} \leq I_{ном}$
$B_k = 1199,06 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_{к.в.} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$

## 6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6.1 Расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ

Согласно пункту 3.2.93 ПУЭ 7-е издание на линиях с односторонним питанием от многофазных КЗ должна быть предусмотрена многоступенчатая токовая защита [11]. Все расчеты будут произведены в соответствии с [21] [4]

Первой ступенью данной защиты будет являться токовая отсечка. Данный тип защиты является мгновенным и срабатывает без выдержки времени. Зона ее действия является ограниченной, вследствие чего данная защита не является основной, а только лишь резервной.

Второй ступенью защиты является максимальная токовая защита. Данный тип защиты покрывает всю требуемую зону защиты, а также имеет возможность настройки для дальнего резервирования, что делает ее основным типом защиты.

#### 6.1.1 Расчет уставок токовой отсечки линий 10 кВ

Селективность токовой отсечки без выдержки времени согласно ПУЭ – 7 достигается путем ее отстройки от тока КЗ, возникающего в конце рассматриваемого участка.

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{к.з.макс}^{(3)} \quad (81)$$

$k_{отс}$  – коэффициент надежности или коэффициент отстройки принимается равным 1,05 для микропроцессорной защиты.

Эффективность функционирования токовой отсечки, устанавливаемых на кабельных линиях, при внутренних повреждениях оценивается коэффициентом чувствительности при трехфазном коротком замыкании в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме. Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по выражению:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.з.макс}^{(3)}}{I_{с.з.}} \quad (83)$$

где  $I_{к.з.макс}^{(3)}$  – ток в микропроцессорном терминале при трехфазном коротком замыкании.

Минимальное значение коэффициента чувствительности ТО равно 1,2.

Также необходимо проверить чувствительность работы защиты по броску тока намагничивания:

$$I_{бнт} = k_{бнт} \cdot I_{ном.тр} \quad (84)$$

где  $k_{бнт}$  – коэффициент броска тока намагничивания, находится в пределах 5-7;

$I_{ном.тр}$  – ток трансформатора, питающегося от рассматриваемого участка;

Далее произведем расчет токовой отсечки на примере участка РУ-1 (7413-ESS-001) – 7430 (КТП Лаборатория):

$$I_{с.з.} = 1,05 \cdot 30,27 = 31,79 \text{ кА};$$

$$k_{ч} = \frac{40,45}{31,79} = 1,30 ;$$

Данное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет условию (83). Далее необходимо проверить чувствительность ТО к броскам токов намагничивания:

$$I_{бнт} = 5 \cdot 88,1 = 440,5 \text{ А};$$

Условие (82) тоже выполняется:

$$2880 > 440,5 \text{ А};$$

Из чего делаем вывод, что данный тип защиты удовлетворяет всем условиям на рассматриваемом участке.

Результаты расчета и проверки остальных рассматриваемых участков представим в таблице 39:

Таблица 39 – Результаты расчета и проверки ТО

Участок сети	$I_{к.з.макс}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}$ , кА	$k_{ч}$	$I_{бнт}$ , А
1	2	3	4	5
РУ1-7413-ESS-001	36,95	38,81	1,2	165
РУ1-7413-ESS-002	37,17	39,03	1,21	439,5
РУ1-7420-ESS-001	29,82	31,31	1,34	688
РУ1-6055-ESS-001	21,41	22,48	2	275,5
РУ1-6523-ESS-001	34,49	36,21	1,31	275,5
РУ1-7414-ESS-001	30,84	32,38	1,3	688
РУ1-7430-ESS-001	30,27	31,79	1,30	440,5
РУ1-7490-ESS-001	31,42	32,99	1,27	462,5
6300-6300	38,38	40,29	1,2	867

Таким образом исходя из представленной выше таблицы можно сделать вывод о том, что рассматриваемая защита удовлетворят условию чувствительности на всех рассматриваемых участках.

#### 6.1.2 Дистанционная защита линий 10 кВ

Согласно ПУЭ 7 пункт 3.2.94 в случае, когда направленная или ненаправленная токовая защита не обеспечивает требуемых быстродействий, селективности или чувствительности, допускается применение одной из следующих защит:

- 1) Дистанционной защиты в простейшем исполнении;
- 2) Поперечной дифференциальной токовой защиты;
- 3) Продольной дифференциальной токовой защиты;

Так как токовая отсечка не обеспечивает требуемого уровня чувствительности на участках ГПП1-7413-ESS-001 и ГПП1-6300, то защиту выполним на основе дистанционной защиты.

Для наглядности произведем расчет ТО на указанных ранее участках.

Участок ГПП1-7413-ESS-001:

$$I_{с.з.} = 1,05 \cdot 40,45 = 42,47 \text{ кА};$$

$$k_{ч} = \frac{43,6}{42,47} = 1,02 ;$$

Что не удовлетворяет условиям чувствительности защиты.

Участок ГПП1-6300:

$$I_{с.з.} = 1,05 \cdot 39,57 = 41,55 \text{ кА};$$

$$k_{ч} = \frac{43,6}{41,55} = 1,05 ;$$

Что тоже не удовлетворяет требованиям чувствительности.

Как говорилось ранее при невозможности работы ТО по ПУЭ имеем право установить одну из перечисленных защит. К установке возьмем дистанционную защиту.

Принцип работы данной защиты основывается на реле сопротивления. Т.е. при возникновении аварийной ситуации в линии падает напряжение и возрастает ток, что приводит к изменению сопротивления, что в свою очередь является сигналом к работе рассматриваемого типа защит.

Время срабатывания данной защиты не регулируется и определяется собственным временем срабатывания реле. Зона срабатывания данной защиты определяется исходя из условия:

$$Z_{уст} = k_1 \cdot Z_{рассм.лин} \quad (85)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий область действия рассматриваемой защиты;

$Z_{рассм.лин}$  – полное сопротивление рассматриваемого участка;

Произведем расчет уставок для выбранных участков.

Участок ГПП1-7413-ESS-001:

$$Z_{уст} = 0,85 \cdot 0,03 = 0,255 \text{ Ом};$$

Участок ГПП1-6300:

$$Z_{уст} = 0,85 \cdot 0,03 = 0,255 \text{ Ом};$$

### 6.1.3 Расчет уставок максимальной токовой защиты линий 10 кВ

Данный вид защиты основывается на отстройке от максимального рабочего тока защищаемого участка.

Несрабатывание максимальной токовой защиты защищаемых элементов при внешних КЗ обеспечиваются за счет выдержки времени срабатывания. Несрабатывания в режимах без повреждений – выбором тока срабатывания.

Ток срабатывания защиты рассчитывается при помощи следующей формулы:

$$I_{сз} \geq \frac{k_{отс}}{k_в} \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.макс} \quad (86)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1 для микропроцессорной защиты;

$k_в$  – коэффициент возврата, для микропроцессорных защит принимается равным 0,96;

$k_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки, принимается в диапазоне 3-4;

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток защищаемого участка;

Время срабатывания МТЗ выбирается по условию (86):

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.макс}} + \Delta t \quad (87)$$

$t_{\text{сз.макс}}$  – максимальное время срабатывания МТЗ смежных элементов, с;

$\Delta t$  – ступень выдержки времени, с;

Эффективность функционирования МТЗ при внутренних повреждениях оценивается коэффициентом чувствительности. Коэффициент чувствительности определяется при двухфазном коротком замыкании в конце защищаемого элемента и в конце смежных элементов. Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по выражению:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (88)$$

$I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ, кА;

Коэффициент чувствительности для МТЗ в основной зоне защиты должен быть не менее 1,5, а в зоне резервирования – не менее 1,2.

Далее произведем расчет уставок МТЗ для участка 7413-ESS-001 – 7430 (КТП Лаборатория):

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 3 \cdot 88,1 = 302,84 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{13290}{302,84} = 44 ;$$

Что больше, чем 1,5, следовательно защита удовлетворяет данному условию.

Далее произведем проверку чувствительности дальнего резервирования:

$$k_{\text{ч}} = \frac{28530}{302,84} = 94,47$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет условию, т.к.  $94,47 > 1,2$ .

Далее необходимо определить селективность работы данной защиты. Для этого воспользуемся ранее указанным выражением (87).

Примем выдержку времени равной 0,5 с для защит на базе микропроцессорной защиты.

Предыдущей защитой для рассматриваемого случая будет МТЗ трансформатора 10/0,4 кВ, время ее срабатывания принимается равным 1 с, следовательно время срабатывания защиты принимается равным:

$$t_{\text{сз}} = 1 + 0,5 = 1,50 \text{ с};$$

Плавкой вставкой с наибольшим номинальным током является вставка на 200 А. Для данной вставки по времятоковой характеристике определим значение тока, при котором данная вставка расплавится за 1,5 с. Для согласования времени срабатывания МТЗ и вставок должно выполняться условие:

$$I_{\text{сз}} \geq I_{\text{пл}} \tag{89}$$

$I_{\text{пл}}$  – значение тока, необходимого для плавления вставки за время  $t_{\text{сз}}$ , А;

Для времени равного 1,5 с ток плавления вставки будет равен 500 А, откуда получим:

$$596,1 \geq 320 \text{ А};$$



Условие выполнено.

Остальные значения полученных в ходе расчетов представим в таблице 40:

Таблица 40 – Расчет уставок МТЗ для рассматриваемых участков

Участок сети	$I_{сз}, A$	$I_{раб.макс}, A$	$k_ч$	$I_{пл}, A$
1	2	3	4	5
РУ1-7413-ESS-001	131,3,0	33,00	93,50	80
РУ1-7413-ESS-002	302,00	87,90	40,50	280
РУ1-7420-ESS-001	473,00	137,60	23,80	280
РУ1-6055-ESS-001	189,40	55,10	51,10	150
РУ1-6523-ESS-001	189,10	55,10	61,80	150
РУ1-7414-ESS-001	473,10	137,60	24,10	280
РУ1-7430-ESS-001	302,80	88,10	39,00	280
РУ1-7490-ESS-001	290,70	88,10	39,60	280
6300-6300	596,10	173,10	21,00	320
ГПП1-РУ1	5500,00	1618,80	6,21	-
ГПП1-6300	3270,00	950,00	10,40	-

Так как участки ГПП1-РУ1 и ГПП1-6300 являются питающими для рассматриваемых участков, следовательно время срабатывания защит на них будет отличаться:

$$t_{сз.ГПП1-РУ1} = 1,5 + 0,5 = 2,00 \text{ с};$$

$$t_{сз.ГПП1-6300} = 1,5 + 0,5 = 2,00 \text{ с};$$

#### 6.1.4 Расчет уставок защиты от замыкания на землю

В электрических сетях 6-35 кВ, работающих, как правило, с изолированной нейтралью, значения токов замыкания на землю невелики. Однако такой тип замыканий представляет большую опасность для оборудования электрических сетей. Такие замыкания не требуют немедленного отключения поврежденного

участка, однако защита срабатывает на сигнал и в свою очередь ОВБ должна в течении двух часов найти и устранить повреждение во избежание больших повреждений.

Принцип действия данной защиты основывается на измерении тока утечки в землю через общее сопротивление сети относительно земли, по измеренному значению данного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, затем сравнивают его с максимально возможным и по достижению этого значения формируется команда на сигнал или, если же это предусмотрено, на отключение.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере питающей шины 6300 и всех ее потребителей:

$$I_{с.з.}^{033} = k_{отс} \cdot I_c \quad (90)$$

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1;

$I_c$  – емкостный ток замыкания на землю, А;

$$I_c = k \cdot \left( \frac{U \cdot l_{кл.сум}}{10} \right) \quad (91)$$

$k$  – коэффициент, учитывающий емкость машин, трансформаторов и ошиновок относительно земли, принимается в пределах 1,25 ÷ 1,35;

$l_{кл.сум}$  – суммарная длина КЛ на рассматриваемом участке, км;

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 0,715}{10} \right) = 0,89 \text{ А};$$

$$I_{с.з.}^{033} = 1,1 \cdot 0,89 = 0,979 \text{ А};$$

Таким же способом произведем расчет для шины РУ-1 и все питающихся от нее присоединений:

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 14,64}{10} \right) = 18,3 \text{ А};$$

$$I_{с.з.}^{0,33} = 1,1 \cdot 18,3 = 20 \text{ А};$$

Из чего можно сделать вывод о необходимости установки дугогасящего реактора с целью компенсации емкостных токов.

## 6.2 Расчет уставок релейной защиты трансформаторов КТП

### 6.2.1 Расчет уставок МТЗ трансформаторов КТП

В соответствии с ПУЭ 7 основной защитой трансформаторов мощностью до 6,3 МВА является МТЗ.

Расчет защиты произведем на примере трансформатора КТП 7430 (Лаборатория).

Первым шагом является определение рабочего тока на стороне 0,4 кВ:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{тр}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (92)$$

$$I_{сз} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (93)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (94)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1600}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 2312,14 \text{ А};$$

$$I_{сз} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 3 \cdot 2312,14 = 7947,98 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{594750}{7947,98} = 74,8 ;$$

Полученный коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям, значит принимаем защиту к установке.

Результаты расчета уставок всех КТП представим в таблице 41:

Таблица 41 – Результаты расчета уставок МТЗ трансформаторов КТП

Участок сети	$I_{сз}$ А	$I_{раб.макс}$ А	$k_{ч}$
1	2	3	4
КТП 7413-ESS-001	1814,21	527,77	58,32
КТП 7413-ESS-002	7947,98	2312,14	95,2
КТП 7420-ESS-001	12418,73	3612,72	69,99
КТП 6055-ESS-001	4967,50	1445,09	95,98
КТП 6523-ESS-001	2879,70	837,73	57,02
КТП 7414-ESS-001	12418,73	3612,72	70,14
КТП 7430-ESS-001	7947,98	2312,14	74,8
КТП 7490-ESS-001	4607,52	1340,37	53,63
КТП 6300	15647,58	2638,85	88,80

Далее необходимо произвести расчет выдержки данного типа защиты.

Расчет уставок произведем при помощи формулы (93):

$$t_{сз} = t_{сз.макс} + \Delta t \quad (95)$$

где  $t_{сз.макс}$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – выдержка времени, с;

Откуда получим:

$$t_{сз} = 0,25 \cdot 2 + 0,5 = 1,00 \text{ с};$$

## 6.2.2 Расчет уставок ТО трансформаторов КТП

Резервной защитой трансформаторов 10/0,4 кВ на рассматриваемых КТП является токовая отсечка. Данный тип защиты используется без выдержки времени и отстраивается от тока трехфазного КЗ в рассматриваемой точке замыкания. Ее расчет производится при помощи формул:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{к.з.макс}^{(3)} \quad (96)$$

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый 1,15 для микропроцессорной защиты;

Также необходимо произвести отстройку от броска тока намагничивания трансформатора:

$$I_{бнт} = k_{бнт} \cdot I_{ном.тр} \quad (97)$$

где  $k_{бнт}$  – коэффициент броска тока намагничивания, находится в пределах 5-7;

$I_{ном.тр}$  – ток трансформатора, питающегося от рассматриваемого участка;

$$k_{ч} = \frac{I_{к.з.мин}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (98)$$

Коэффициент чувствительности должен превышать 2.

Расчет уставок произведем для КТП 7430 (Лаборатория):

$$I_{с.з.} = 1,15 \cdot 30,27 = 34,81 \text{ кА};$$

$$I_{бнт} = 3 \cdot 2312,14 = 6936,42 \text{ А};$$

Ток срабатывания защиты принимаем большим из получившихся.

Расчет производим с учетом приведения тока КЗ стороны 10 кВ к стороне 0,4 кВ. Коэффициент чувствительности будет равен:

$$k_{\text{ч}} = \frac{749,75}{34,81} = 21,54 ;$$

Данный тип защиты проходит по коэффициенту чувствительности, следовательно принимаем его к установке. Результаты расчета остальных КТП представим в таблице 42:

Таблица 42 – Результаты расчета ТО для КТП

Участок сети	$I_{\text{к.з.мин}}^{(2)}$ кА	$I_{\text{с.з.}}$ кА	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{бнт}}$ А
1	2	3	4	5
КТП7413-ESS-001	177,83	9,68	18,37	1583,31
КТП7413-ESS-002	306,00	40,19	7,62	6936,42
КТП 7420-ESS-001	281,75	46,17	6,10	10838,15
КТП 6055-ESS-001	241,75	25,32	9,55	6936,42
КТП 6523-ESS-001	173,33	15,04	11,53	2513,19
КТП 7414-ESS-001	285,50	46,26	6,17	10838,15
КТП 7430-ESS-001	749,75	43,29	21,53	6936,42
КТП 7490-ESS-001	166,81	22,64	7,37	4021,11
КТП 6300	303,75	73,81	4,12	13656,07

где  $I_{\text{к.з.макс}}^{(2)}$  приведен к стороне низкого напряжения.

### 6.2.3 Расчет уставок защиты от перегрузки трансформаторов

В соответствии с СТО ДИВГ-056-2015 третьей ступенью защиты понижающего трансформатора является защита от перегрузки. Отстройка защиты производится от тока, выбранного из условия возврата токового реле при номинальном токе трансформатора. Расчет производится при помощи формулы (99):

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{НОМ} \quad (99)$$

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$k_{в}$  – коэффициент возврата, равен 0,96;

$I_{НОМ}$  – номинальный первичный ток стороны трансформатора с учетом регулирования напряжения на стороне, где установлена защита, А;

Защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал или же отключение. Выдержку времени ступени защиты, действующей на сигнал, выбирают из условия отстройки от времени самозапуска двигателей, она должна быть не меньше 10 с.

$$I_{НОМ} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2312,14, \text{ А};$$

$$I_{с.з.}^{III} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 2312,14 = 2528,90, \text{ А};$$

Расчет уставок для остальных КТП представим в таблице 43:

Участок сети	$I_{НОМ}, \text{ А}$	$I_{с.з.}^{III}, \text{ А}$
1	2	3
КТП7413-ESS-001	527,77	577,25
КТП7413-ESS-002	2312,14	2528,90
КТП 7420-ESS-001	3612,72	3951,41
КТП 6055-ESS-001	1445,09	1580,57
КТП 6523-ESS-001	837,73	916,27
КТП 7414-ESS-001	3612,72	3951,41
КТП 7430-ESS-001	2312,14	2528,90
	2	3
КТП 7490-ESS-001	1340,37	1466,03
КТП 6300	2638,85	2886,24

### 6.3 Расчет уставок релейной защиты двигателей 10 кВ

Защита двигателей 10 кВ выполняется при помощи трехступенчатой защиты в состав которой входят:

- 1) Дистанционная защита (т.к. ТО не удовлетворяет требованиям чувствительности);
- 2) МТЗ;
- 3) Защита от перегрузки;

Также немаловажным условием нормальной работы двигателя является его защита от перегрузки с последующим перегревом. Данную защиту, основанную на тепловой модели двигателя, выполним при помощи микропроцессорного терминала TeSys T.

#### 6.3.1 Расчет уставок дистанционной защиты двигателя

Дистанционная защита двигателя рассчитывается аналогично защите КЛ:

$$Z_{уст} = k_1 \cdot Z_{рассм.уч} \quad (100)$$

где  $k_1$  – коэффициент, учитывающий область действия рассматриваемой защиты;

$Z_{рассм.лин}$  – полное сопротивление рассматриваемого участка;

Произведем расчет уставок на примере двигателя 6300-К-1304 на шине 6300, являющегося приводом компрессора.

$$Z_{уст} = 0,85 \cdot 0,01 = 0,0085 \text{ Ом};$$

Таким образом срабатывание защиты произойдет при снижении сопротивления в кабеле во время КЗ при значении 0,0085 Ом.

#### 6.3.2 Расчет уставок МТЗ двигателя



Расчет уставок МТЗ аналогичен расчету уставок ранее рассмотренным участкам линий. Расчет произведем на примере двигателя 6300-К-1304, питающегося от шины 6300.

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{двиг}}}{U_{\text{ном}} \cdot \sqrt{3}} \quad (101)$$

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot k_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (102)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.з.макс}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \quad (103)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{355,04}{10 \cdot \sqrt{3}} = 20,52 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз}} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 3 \cdot 20,52 = 70,54 \text{ А};$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{12560}{70,54} = 178,06 ;$$

Полученный коэффициент чувствительности больше минимально допустимого коэффициента, равного 1,5, что говорит нам о том, что защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Далее необходимо рассчитать время срабатывания защиты:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сз.макс}} + \Delta t \quad (104)$$

$$t_{\text{сз}} = 0,45 + 0,5 = 0,95 \text{ с};$$

### 6.3.3 Расчет уставок защиты от перегрузки двигателей

В терминалах микропроцессорной защиты предусмотрены следующие алгоритмы защиты от перегрузок:

- 1) Защита от симметричных перегрузок;
- 2) Тепловая защита;

Далее произведем расчет перечисленных защит.

### 6.3.3.1 Расчет уставок защиты от симметричных перегрузок двигателей 10 кВ

Защиту двигателей от симметричных перегрузок выполняют трехступенчатой.

Основной является вторая ступень, защищающая от любых перегрузок. Она должна соответствовать перегрузочной характеристике двигателя, иметь инверсный характер и действовать на отключение электродвигателя.

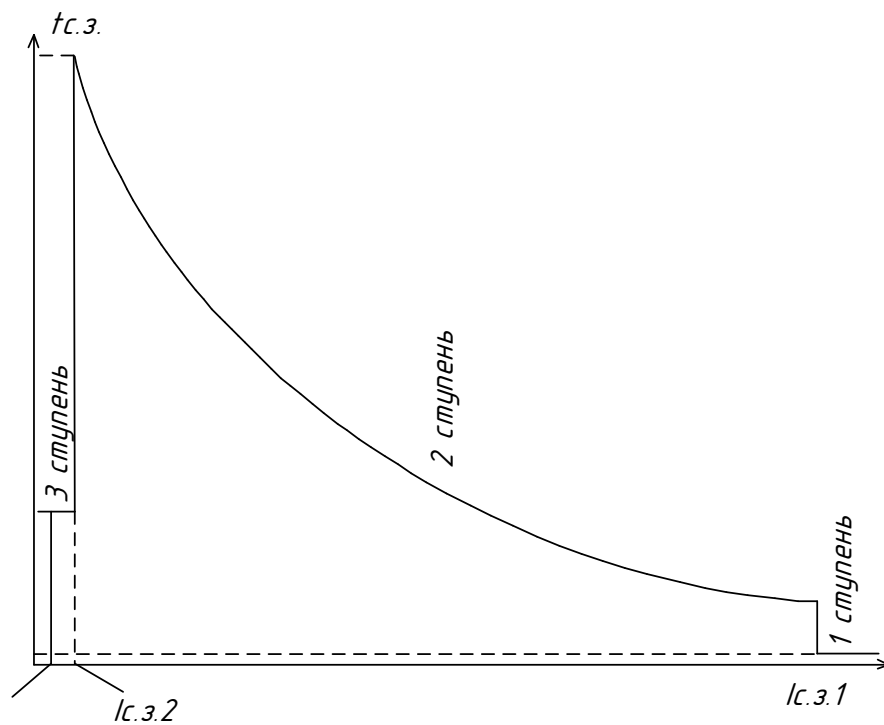


Рисунок 6 - Характеристика защиты от симметричных перегрузок электродвигателя

Первая ступень имеет независимую от тока характеристику и предназначена для быстрого отключения двигателя.

Тока срабатывания первой ступени отстраивается от пускового тока электродвигателя.

Его значение может быть вычислено при помощи формулы:

$$I_{с.з.1} = \frac{1,2 \cdot k_{\text{пуск}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.дв}} \quad (105)$$

$k_{\text{пуск}}$  – кратность пускового тока двигателя;

$k_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{ном.дв}}$  – номинальный ток двигателя, А;

Время срабатывания первой ступени защиты принимают равным 0,1 с.

$$I_{с.з.1} = \frac{1,2 \cdot 6,2}{0,96} \cdot 20,52 = 159,03, \text{ А};$$

$$t_{с.з.1} = 0,1, \text{ с};$$

Ток срабатывания второй ступени вычисляется при помощи формулы:

$$I_{с.з.2} = \frac{1,08}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном.дв}} \quad (106)$$

Время срабатывания второй ступени защиты:

$$t_{с.з.2} = \frac{A}{k_*^2 - 1} \quad (107)$$

$A$  – тепловая постоянная времени охлаждения статора для защищаемого электродвигателя;

$k_*$  - кратность тока статорной обмотки двигателя;

Тепловая постоянная времени охлаждения статора определяется из выражения 107:

$$A = t_{\text{доп}} \cdot (k_*^2 - 1) \quad (108)$$

$t_{\text{доп}}$  – допустимое время работы при кратности тока  $k_*$ , с;

Произведем расчет уставки 2 ступени защиты двигателя:

$$A = 120 \cdot (1,5^2 - 1) = 150 \text{ с};$$

$$t_{\text{с.з.2}} = \frac{150}{1,5^2 - 1} = 120 \text{ с};$$

$$I_{\text{с.з.1}} = \frac{1,08}{0,96} \cdot 20,52 = 23,10 \text{ А};$$

Ток срабатывания третьей ступени определяется при помощи следующей формулы:

$$I_{\text{с.з.3}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ.ДВ}} \quad (109)$$

$k_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки защиты от симметричных перегрузок, принимается равным 1,05;

$$I_{\text{с.з.3}} = \frac{1,05}{0,96} \cdot 20,52 = 22,44 \text{ А};$$

Если двигатель не подвержен технологическим перегрузкам, то время срабатывания 3-ей ступени защиты выбирают от 10 до 20 с. Для двигателя, подверженного перегрузкам, время выбирают большим, чем допустимое время технологической перегрузки, как правило, от 10 до 1800 с.

#### 6.3.3.2 Расчет уставок тепловой защиты двигателей 10 кВ

Рассматриваемая система управления электродвигателем TeSys T предназначена для защиты, управления и контроля параметров асинхронных двигателей. Аппараты данной серии применяются для управления и защиты

электродвигателей, в тех случаях, где велики издержки при простое оборудования.

Данная система предотвращает непреднамеренный останов технологических процессов, связанных с неисправностями электродвигателей, так как прогнозируется возможность возникновения аварийных ситуаций.

Основные конструктивные особенности:

- 1) Питание осуществляется от переменного напряжения 100-240 В или же от 24 В постоянного тока;
- 2) Выводы для подключения датчика тока утечки;
- 3) Выводы для подключения датчика температуры;
- 4) Встроенный трансформатор тока в пределах 0,4 до 100 А;
- 5) Возможность подключения внешнего ТТ с пределами измерения 100-810 А;
- 6) Присутствует возможность подключения модуля расширения;
- 7) Разъемы для подключения к локальной сети;
- 8) Возможность подключения модуля расширения LTM R и операторского блока управления;

Основные преимущества TeSys T:

- 1) Сокращение количества устройств;
- 2) Снижение времени на ввод в эксплуатацию;
- 3) Повышение коэффициента готовности оборудования;
- 4) Облегченная интеграция в систему автоматизации;

#### 6.3.3.2.1 Основные алгоритмы и защиты

Реализация функций защиты в рассматриваемом контроллере происходит на основе измерения следующих параметров: потребляемый ток, ток утечки, температура подконтрольного объекта, контроль напряжения и мощности. Опираясь на измеренные значения в зависимости от их значений контроллер может переводить двигатель в предупредительное или же аварийное состояние.

Далее перечислим основные функции защиты электродвигателя:

Таблица 44 – Основные функции защиты

Основные функции	Типы защит, входящие в состав функций
1	2
Функции, основанные на измерении температуры и тока	Защита по тепловому состоянию
	Защита по тепловому состоянию с задержкой обратно пропорциональной накопленной теплоте
	Защита по тепловому состоянию с фиксированной задержкой срабатывания
	Небаланс токов
	Уменьшение линейного тока
	Неправильное чередование фаз тока
	Защита по превышению времени пуска
	Заклинивание ротора двигателя
	Минимальный ток
	Максимальный ток
	Защита по току утечки
	Температурная защита при помощи различных типов датчиков
	Защита от быстрого повторного пуска

1	2
Защита, основанная на измерении напряжения	Небаланс линейных напряжений
	Значительное уменьшение линейного напряжения
	Неправильное чередование фаз напряжения
	Защита от минимального напряжения
	Защита от максимального напряжения
	Защитное отключение нагрузки
Защита, основанная на измерении мощности	Защита по минимальной мощности
	Защита по максимальной мощности
	Защита по минимальному коэффициенту мощности
	Защита по максимальному коэффициенту мощности

Далее рассмотрим основные алгоритмы:

Все алгоритмы работы контроллера идентичны, за исключением параметров, по которым происходит защита и контроль двигателя. При возникновении неисправности контроллер переводит двигатель в одно из двух возможных состояний, а именно состояние сигнализации или же аварийное состояние. Ниже представим обобщенный алгоритм работы контроллера:

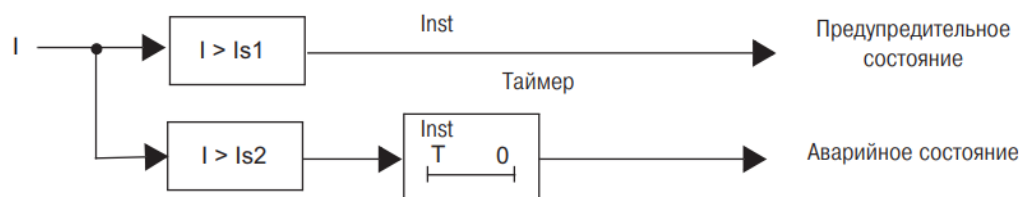


Рисунок 7 – Обобщенный алгоритм работы контроллера

где  $I$  – измеренное значение контролируемого параметра;

$I_{s1}$  – Предельное значение параметра для перехода в предупредительное состояние;

$I_{s2}$  – Предельное значение параметра для перехода в аварийное состояние;

$T$  – задержка перехода в аварийное состояние;

$I_{nst}$  – мгновенное обнаружение предупредительного или аварийного состояния;

Для большей наглядности приведем структурную схему алгоритма перехода двигателя в аварийное состояние или же в предупредительное вследствие значительного уменьшения линейного тока:

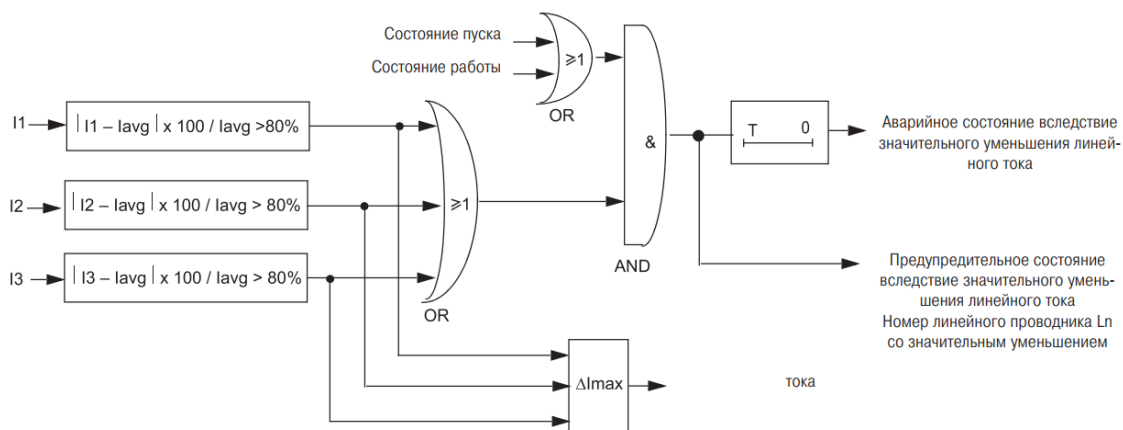


Рисунок 8 – Алгоритм перехода в предупредительное или аварийное состояние при уменьшении линейного тока

$I_1$  – Ток в линейном проводнике 1;

$I_2$  – Ток в линейном проводнике 2;

$I_3$  – Ток в линейном проводнике 3;

$I_{avg}$  – Среднее значение токов всех трех линейных проводников;

$L_n$  - Номер проводника или проводников с наибольшим отклонением от среднего значения токов  $I_{avg}$ ;

$T$  – задержка перехода в аварийное состояние;

### 6.3.3.2.2 Основные этапы параметрирования



Конфигурация рассматриваемого контроллера может быть выполнена в двух режимах, а именно местном (при помощи терминала оператора) или в сетевом режиме.

Контроллер может быть введен в работу при помощи:

- 1) Терминала оператора Magelis XBTN410 в конфигурации «1-1»;
- 2) ПК с установленным ПО PowerSuite;

Выбор средства конфигурирование осуществляется при помощи следующих функций:

Таблица 45 – выбор средства конфигурирования

Параметр	Средство управления конфигурированием	Заводская настройка
1	2	3
Config Via HMI Engineering Tool Enable (Конфигурирование с помощью инженерных средств через порт связи с терминалом оператора)	ПК с ПО PowerSuite	Enable (разрешено)
Config Via HMI Keypad Enable (Конфигурирование при помощи терминала оператора)	Клавиатура терминала Magelis XBTN410	Enable (разрешено)

Рассмотрим принципы параметрирования каждого из способов задания информации.

Первым разберем ввод информации при помощи терминала оператора.

При первом включение контроллера в работу он переходит в заблокированное состояние и выходит только после того, как будут заданы «основные» параметры. Для случая использования терминала оператора этими

основными параметрами будут являться параметры, входящие в меню SysConfig. После чего контроллер выйдет из состояния инициализации.

Рассмотрим структуру меню SysConfig, которая представляет собой основные этапы внесения параметров через терминал Magelis XBTN410:

Таблица 46 – структура меню SysConfig:

Раздел 2	Раздел 3	Раздел 4	Раздел 5	Наименование задаваемого параметра
1	2	3	4	5
Language (Язык)				HMI Language Setting (язык интерфейса HMI)
Date-Time (Дата и время)	Year (Год)		Date and Time Setting (Дата и время)	
	Month (Месяц)			
	Day (Число месяца)			
	Hour (Часы)			
	Minutes (Минуты)			
	Секунды			
Motor (Электродвигатель)	Nom Voltage (Номинальное напряжение)		Motor Nominal Voltage (Номинальное напряжение электродвигателя)	
	Phases (Количество фаз)		Motor Phases (Количество фаз электродвигателя)	
	Phase Seq. (Порядок чередования фаз электродвигателя)		Motor phases sequence (Порядок чередования фаз электродвигателя)	

1	2	3
	Oper Mode (Режим работы)	Motor Operating Mode (Режим работы электродвигателя)
	Dir Transit (Прямой переход)	Control direct transition (Прямое управление переходом электродвигателя из одного состояния в другое)
	Transit Time (Задержка перехода)	Motor transition timeout (Задержка перехода электродвигателя из одного состояния в другое)
	2 Step Level (Предельное значение для переключения на вторую ступень)	Motor Step 1 To 2 Threshold (Предельное значение для переключения со ступени 1 на ступень 2)
	2 Step Time (Задержка переключения на вторую ступень)	Motor Step 1 To 2 Timeout (Задержка переключения со ступени 1 на ступень 2)

1	2		3
	Aux Fan (Дополнительный вентилятор)		Motor Aux Fan Cooled (Дополнительный вентилятор охлаждения электродвигателя)
	Temp Sensor (Датчик температуры)		Motor Temp Sensor Type (Тип датчика температуры обмоток электродвигателя)
	Gr CT Mode (Используемый ТТ утечки)		ground current mode (Трансформатор, используемый для измерения тока утечки)
Load CT (ТТ нагрузки)	Load CT ratio (Коэффициент трансформации ТТ нагрузки)	Primary (Число витков первичной обмотки)	Load CT ratio (Коэффициент трансформации ТТ нагрузки)
			Load CT primary (Число витков первичной обмотки ТТ нагрузки)

		Secondary (Число витков вторичной обмотки)	Load CT secondary (Число витков вторичной обмотки ТТ нагрузки)
Load CT Multiple Passes (Число проходов линейного проводника через отверстие ТТ нагрузки)			Load CT Multiple Passes (Число проходов линейного проводника через отверстие ТТ нагрузки)
GF CT Ratio (Коэффициент трансформации ТТ утечки)	Primary (Число витков первичной обмотки)		Load CT primary (Число витков первичной обмотки ТТ утечки)
	Secondary (Число витков вторичной обмотки)		Load CT secondary (Число витков вторичной обмотки ТТ утечки)
Contactor Rtg (Номинальный ток контактора)			Contactor rating (Номинальный ток контактора)
Th Overload (Режим защиты от перегрузки)			Thermal overload mode (Режим защиты от перегрузки)
Network Address (Сетевой адрес)			Network Port Address Setting (Значение адреса сетевого порта)
End Config (Конфигурирование завершено)			Controller System Config Required (Необходимость конф.)

Далее разберем этапы параметрирования в офлайн режиме при помощи ПО PowerSuite.

Список задаваемых параметров остается таким же, как и в случае с конфигурированием посредством терминала оператора. Основным отличием является интерфейс, т.к. параметрирование происходит в ОП, а также увеличение возможного функционала.

Рассматриваемое ПО PowerSuite позволяет задать параметры на ПК, а затем при помощи шины связи передать конфигурацию на контроллер LTM R. Изменения вносимые в уже существующую конфигурация вступают в силу только при выполнении следующих условий:

- 1) Передаваемый файл должен меть отличия от уже существующего хотя бы одной настройкой;
- 2) Измеряемый контроллером ток не превышает 10% от тока при полной нагрузке;

Все необходимые для конфигурации параметры можно найти:

- 1) В подкаталоге Settings дерева каталогов;
- 2) В подменю Languages (языки) меню Settings;
- 3) на странице Communication (Связь) диалогового окна Preferences;

Также при помощи данного ПО мощно получить доступ к таким функциям конфигурирования как:

- 1) Reset to Factory (Возврат к заводским настройкам);
- 2) Password (Пароль);

Помимо всего вышеперечисленного рассматриваемое ПО может подавать такие команды как:

- 1) Self Test (Самотестирование);
- 2) Clear (Сброс);
- 3) Protection Settings (Настройка защиты);
- 4) Network Port Settings (Настройка сетевого порта);

- 5) Statistics (Статистические данные);
- 6) Thermal Capacity Level (Тепловое состояние электродвигателя);

Данные команды выполняются сразу после подачи и доступны для использования только в том случае, если компьютер с конфигурированной программой находится в связи с контроллером.

Далее для более полного понимания происходящих процессов в рассматриваемом контроллере произведем расчет уставок срабатывания тепловой модели двигателя.

#### 6.3.3.2.3 Расчет тепловой модели двигателя

Тепловая защита двигателя предназначена для предотвращения возникновения повреждений электродвигателя вследствие воздействия тепловой составляющей токов, обусловленных перегрузками или же затянувшимися пусковыми режимами. Тепловая защита основывается на тепловой модели двигателя, позволяющей произвести оценку перегрева двигателя косвенно – по значению и длительности протекания тока в обмотках статора.

Защита выполняется посредством установки датчика температуры в обмотки и активную часть железа статора.

Произведем расчет параметров алгоритма тепловой защиты АД, установленного на питающих шинах 6300. Данный двигатель является приводом компрессора.

Исходными данными для расчета являются:

$$P_{\text{ном.дв}} = 315 \text{ кВт};$$

$$I_{\text{ном.дв}} = 20,4 \text{ А};$$

$$U_{\text{ном.дв}} = 10 \text{ кВ};$$

$$k_{\text{пуск}} = 6,2;$$

$$t_{\text{пуск}} = 10 \text{ с};$$

Перегрев обмоток статора двигателя за интервал времени работы  $t_{\text{нагр}}$  микропроцессорная система терминала определяет при помощи следующего алгоритма:

$$E_{\text{нагр}\%} = 100 \cdot \left( \frac{I_{\text{экв}}}{I_{\text{ТМ}}} \right)^2 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-t_{\text{нагр}}}{T_{e1}}} \right) + E_{0\%} \cdot e^{\frac{-t_{\text{нагр}}}{T_{e1}}} \quad (110)$$

где  $I_{\text{экв}}$  – эквивалентный ток двигателя, А;

$I_{\text{ТМ}}$  – расчетный ток тепловой модели двигателя, А;

$t_{\text{нагр}}$  – врем нагрева тепловой модели двигателя, мин;

$T_{e1}$  – постоянная времени нагрева электродвигателя, мин;

$E_{\text{нагр}\%}$  - относительная величина перегрева двигателя на момент начала процесса нагрева, %;

Значение тока эквивалентного  $I_{\text{экв}}$  рассчитаем при помощи формулы:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{K_2 \cdot I_2^2 + I_{\text{фазн.макс}}^2} \quad (111)$$

$I_{\text{фазн.макс}}$  – значение максимального из фазных токов, А;

$K_2$  – коэффициент учета тока обратной последовательности, учитывающий тепловое воздействие тока обратной последовательности в соотношении с током прямой последовательности;

$I_2$  – значение тока обратной последовательности;

Перегрев двигателя при его остановке  $E_{\text{охл}\%}$  определяется по формуле:



$$E_{\text{охл}\%} = E_{0\%} \cdot e^{\frac{-t_{\text{охл}}}{T_{e1}}} \quad (112)$$

$E_{\text{охл}\%}$  - перегрев двигателя на момент начала охлаждения, %;

$T_{e2}$  – постоянная времени охлаждения двигателя, мин;

$t_{\text{охл}}$  – время охлаждения, мин;

Исходя из руководства пользователя по эксплуатации контроллера TeSys T LTM R Modbus, делаем вывод о том, что данный контроллер имеет две ступени действия, а именно – действие на сигнализацию и действие на отключение.

Для корректного расчета необходимо определить значения постоянной времени нагрева и постоянной времени охлаждения,  $T_{e1}$  и  $T_{e2}$  соответственно.

Определим минимальную допустимую постоянную времени охлаждения статора:

$$A = t_{\text{доп}} \cdot (k^2 - 1) \quad (113)$$

Где  $A$  – тепловая постоянная времени охлаждения статорной обмотки, с.

$t_{\text{доп}}$  – допустимое время работы при кратности тока  $k$ , с;

$k$  – кратность тока;

Минимальная допустимая постоянная времени нагрева двигателя определяется по формуле:

$$T_{e1} = \frac{A}{60 \cdot \ln\left(\frac{k^2 - 1}{k^2 - k_{\text{max}}}\right)} \quad (114)$$

где  $k_{max}$  – предельная кратность перегрева относительно перегрева, вызванного номинальным током;

Коэффициент  $k_{max}$  определяется на основе данных, взятых из ГОСТ 8865-93.

Постоянная времени охлаждения  $T_{e2}$  выбирается пропорционально эффективности работы системы охлаждения на двигателе в отключенном состоянии.

При охлаждении двигателя вентилятором, устанавливаемом на валу, постоянная, как правило, принимается в диапазоне от 2 до 4 раз большей, чем постоянная времени нагрева.

Далее определим число, при котором разрешается ввод двигателя в работу после перегрева,  $E_{s1}$ , %. Но для ее корректного определения изначально необходимо определить расчетное относительное значение нагрева двигателя в ходе пуска,  $E_{пуск}$ , % при помощи формулы:

$$E_{пуск} = k_{пуск}^2 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_{пуск}}{T_{e1}}}\right) \cdot 100 \quad (115)$$

$k_{пуск}$  – кратность тока пусковой машины;

$E_{пуск}$  – расчетный нагрев двигателя за время пуска, %;

Относительное же значение, при котором возможен повторный пуск двигателя получаем из соотношения:

$$E_{s1} \leq 100\% - E_{пуск} \quad (116)$$

Параметры пуска алгоритма тепловой защиты электродвигателя на сигнализацию  $E_{s2}$  и отключение  $E_{s3}$  определяются по формуле:

$$E_{s2,3} = 100 \cdot \left(\frac{I_{дв}}{I_{дв.ном}}\right)^2 \quad (117)$$

$I_{\text{дв}}$  – ток, потребляемый двигателем, А;

$I_{\text{дв.ном}}$  – номинальное значение тока двигателя, А;

В соответствии с ГОСТ 32144-2013 [8] при расчете первой ступени защиты принимаем допущение, при котором длительно допустимая работа двигателя возможна в сети с напряжением равным 90% от номинального из чего делаем вывод о соотношении токов потребления и номинального:

$$\frac{I_{\text{дв}}}{I_{\text{дв.ном}}} = 1,1;$$

При расчете же второй ступени – сигнализации, принимаем соотношение токов равным:

$$\frac{I_{\text{дв}}}{I_{\text{дв.ном}}} = 0,9;$$

Далее произведем расчет относительных значений ступеней срабатывания на отключение, сигнализацию и пуск.

Примем номинальный ток двигателя равным расчетному току тепловой модели:

$$I_{\text{ТМ}} = I_{\text{дв.ном}} = 20,4, \text{ А};$$

Далее определим минимально допустимую постоянную времени охлаждения статора из формулы (111):

$$A = 120 \cdot (1,5^2 - 1) = 150, \text{ с};$$

Значения  $t_{\text{доп}}$  и  $k$  определяем в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52776-2007 [7].

Далее определим минимальную допустимую постоянную времени нагрева электродвигателя по соотношению (112):

$$T_{e1} = \frac{150}{60 \cdot \ln\left(\frac{1,5^2 - 1}{1,5^2 - 1,278}\right)} = 10, \text{ мин};$$

$k_{max}$  – предельная кратность перегрева относительно перегрева, вызванного номинальным током, в рассматриваемом случае заявленным классом изоляции является F с использованием по В.

Как говорилось ранее значение  $T_{e2}$  для рассматриваемого типа охлаждения лежит в пределах от 2 до 4 раз больших, чем постоянная времени нагрева  $T_{e1}$ .

$$T_{e2} = 2 \cdot T_{e1} = 2 \cdot 10 = 20, \text{ мин};$$

Далее рассчитаем нагрев двигателя за время пуска по формуле (115):

$$E_{\text{пуск}} = 6,2^2 \cdot \left(1 - e^{\frac{-10}{600}}\right) \cdot 100 = 63,5, \text{ \%};$$

Определим максимально допустимое значение уставки, отвечающей за включение двигателя:

$$E_{s1} = 100 - 63,5 = 36,5, \text{ \%};$$

Уставка, отвечающая за срабатывание сигнализации:

$$E_{s2} = 100 \cdot 0,9^2 = 81, \text{ \%};$$

Уставка, отвечающая за отключение:

$$E_{s3} = 100 \cdot 1,1^2 = 121, \%;$$

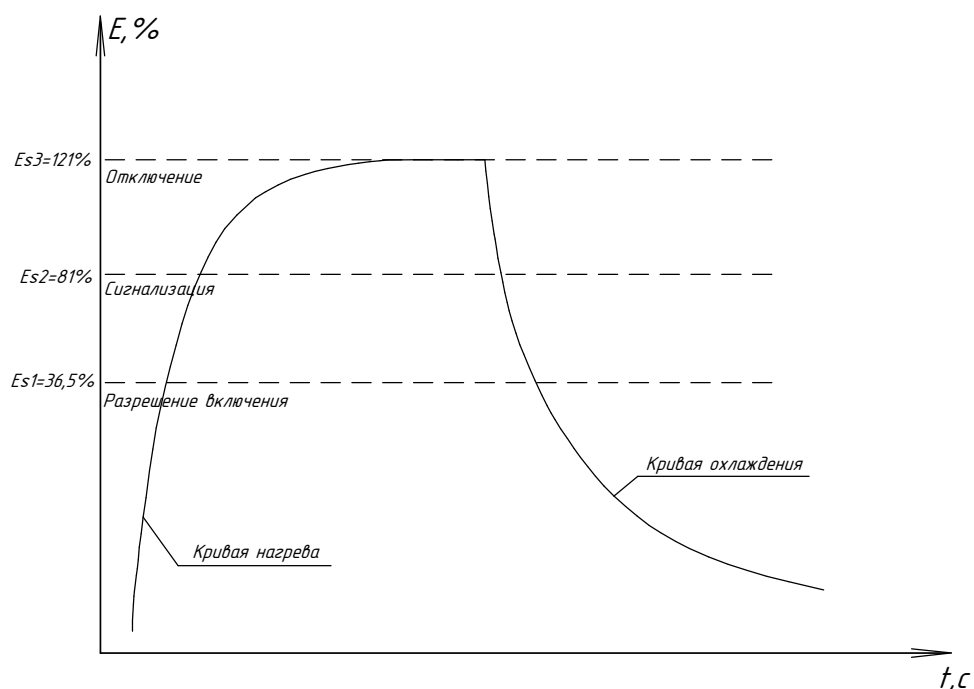


Рисунок 9 – Характеристика тепловой модели двигателя

Исходя из приведенной ранее информации можно сделать вывод о том, данное устройство значительно повышает надежность эксплуатации двигателей, используемых на производстве, а также снижает количество обслуживающего персонала, что не может не являться положительным фактором.

Если рассматривать данный вопрос более конкретно, то одним из самых ключевых факторов является наличие функции самодиагностики и сигнализации о имеющихся неисправностях, что сокращает время поиска неполадок, а также предотвращает вариант развития событий, при котором из-за неверных алгоритмов и настроек возможен выход двигателя из строя, что на нефтехимическом производстве равно огромным убыткам.

Также еще одним несомненным положительным фактором является возможность быстрого ввода контроллера в работу, при условии неисправности предыдущего. Параметрирование в таком случае может быть осуществлено при помощи загрузки в новое устройство файла с конфигурацией с предыдущего

контроллера, что также снижает количество обслуживающего персонала, а также уменьшает время простоя технологического оборудования.

#### 6.4 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва – методика обеспечения электропитанием потребителей, подключенных к системе электроснабжения, имеющей два или более фидера. Основная задача данной защиты – повышение надежности системы электроснабжения питающего узла. Принцип работы данного типа автоматизации заключается в быстром переводе на резервные источники питания основных потребителей при возникновении неисправности на основном источнике электроэнергии.

Основные требования к АВР:

- 1) Однократность действия;
- 2) Мгновенное срабатывание при возникновении неисправности;
- 3) АВР не должно приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника питания;
- 4) Схема АВР должна быть оснащена реле минимального напряжения;

Рассмотрим алгоритм работы АВР на примере схемы с двумя источниками питания на общую систему шин.

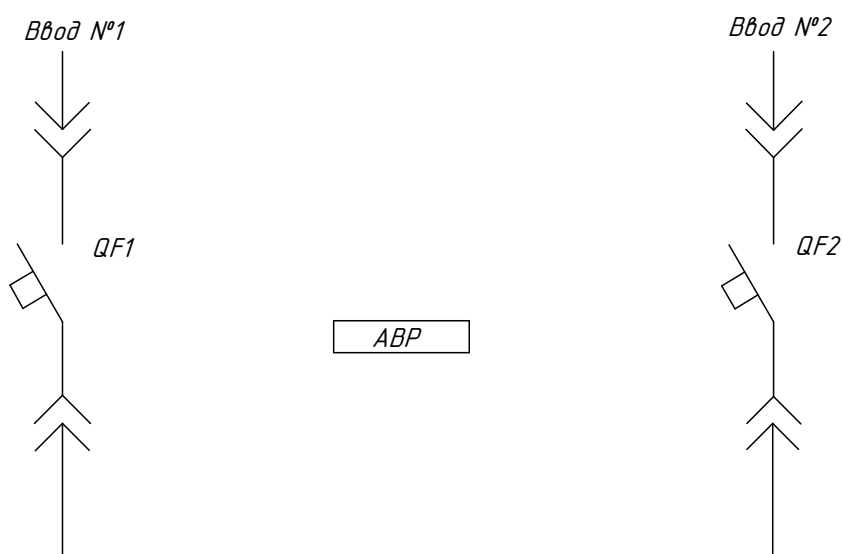


Рисунок 10 – Схема «Два ввода на рабочую систему шин»

Рассмотрим алгоритм данной защиты для случая нарушения питания на основном источнике питания (Ввод №1). При рассматриваемом случае изменится положение контактов реле минимального напряжения и после заданной выдержки времени  $t_b$  поступает команда выключение автомата QF1 и включение выключателя резервного источника QF2. Запуск АВР происходит при следующих условиях:

- 1) Переход в отключенное состояние выключателя основного ввода;
- 2) Наличие напряжения на резервном вводе;
- 3) Отсутствие сигнала на входе «Блокировка АВР»

Если напряжение на основном вводе восстанавливается за время меньшее  $t_b$ , то сигнала на отключение основного ввода не поступает.

При восстановлении питания на основном вводе, устройство АВР посылает сигнал на отключение выключателя QF2 и включение основного ввода.

Далее представим логическую схему алгоритма работы АВР:

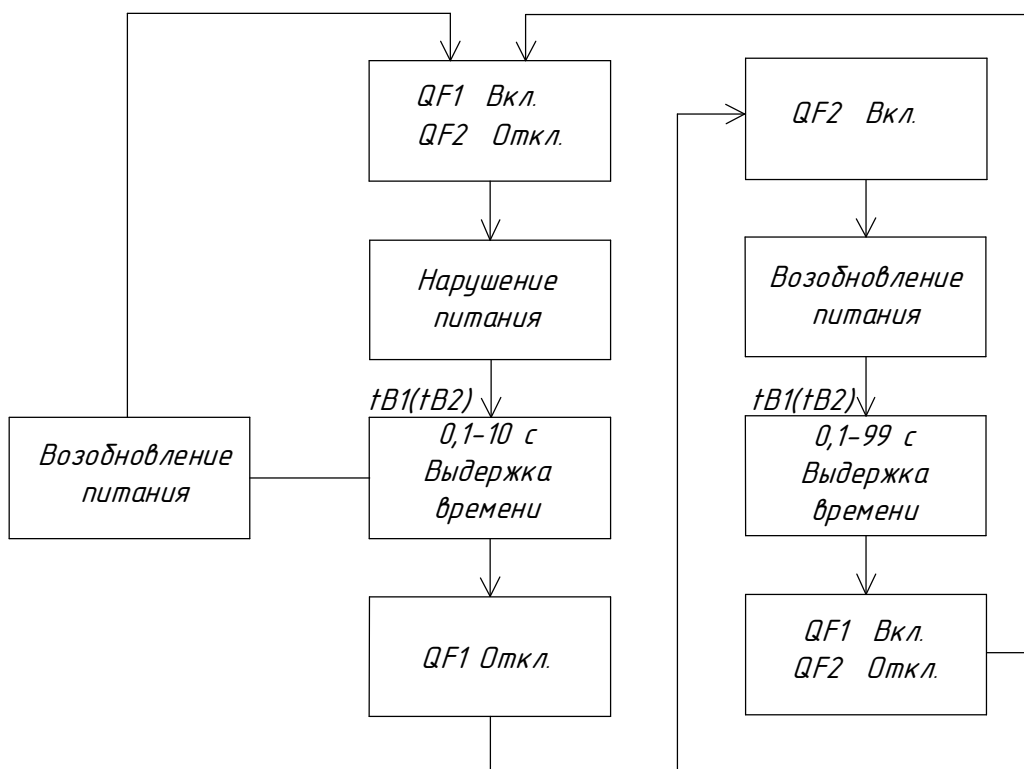


Рисунок 10 – Структурная схема алгоритма работы АВР

## 7 ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

В современных условиях рыночной экономики одним из важнейших условий является доход, а также окупаемость рассматриваемого проекта.

Целью данного раздела является расчет необходимых капиталовложений в рассматриваемый проект, включающий в себя распределительные сети с номинальным напряжением 0,69 кВ, 0,4 кВ и 10 кВ.

### 7.1 Расчет капитальных вложений в строительство КТП

Суммарный капиталовложения в рассматриваемом проекте складываются из стоимости строительства КТП, РУ и суммарной стоимости прокладки кабельных линий.

$$K = K_{\text{кТП}} + K_{\text{л}} + K_{\text{РУ}} \quad (118)$$

где  $K_{\text{кТП}}$  – капиталовложения в строительство ПС;

$K_{\text{л}}$  – капиталовложения в строительство и прокладку линий;

$K_{\text{РУ}}$  – капиталовложения в строительство РУ;

$$K_{\text{кТП}} = K_{\text{кТП}} \cdot K_3 \quad (119)$$

где  $K_{\text{кТП}}$  – стоимость одной КТП на текущий момент времени;

$K_3$  – коэффициент зональный, равный 1,19 для Тюменской области;

Расчет произведем на примере КТП 7430:

$$K_{\text{кТП}} = 2720,18 \cdot 1,19 \cdot 2 = 6474,03 \text{ тыс.руб};$$

Результаты расчета стоимости остальных КТП представим в таблице 47:



Таблица 47 – Капиталовложения на строительство КТП

№ КТП	Мощность КТП, кВА	Стоимость КТП, тыс. руб.	Капиталовложения на строительство КТП, тыс. руб.
1	2	3	4
7413-ESS-001	630	1340,19	3189,65
7413-ESS-002	1600	2720,18	6474,03
7420-ESS-001	2500	3701,48	8809,53
7414-ESS-001	2500	3701,48	8809,53
6055-ESS-001	1000	2149,33	5115,40
7430-ESS-001	1600	2720,18	6474,03
7490-ESS-001	1600	2720,18	6474,03
6523-ESS-001	1000	2149,33	5115,40
6300	3150	3891,63	9262,09
Итого			59723,67

## 7.2 Расчет капиталовложений на прокладку КЛ

Далее при помощи формулы (119) определим капиталовложения необходимые для прокладки КЛ:

$$K_{\text{кл}} = K_0 \cdot L \cdot K_3 \cdot n_{\text{цепей}} \quad (120)$$

$K_0$  – удельная стоимость закупки и прокладки КЛ, тыс. руб./км;

$L$  – длина рассматриваемого участка, км;

$K_3$  – коэффициент зональный, равный 1,19 для Тюменской области;

$n_{\text{цепей}}$  – количество цепей в линии;

Расчет капиталовложений произведем для КЛ, проложенной на участке РУ1 – 7430 (Лаборатория):

$$K_{\text{кл}} = 2895 \cdot 0,63 \cdot 1,19 \cdot 2 = 4340,76 \text{ тыс.руб.};$$

Результаты расчетов остальных участков представим в таблице 48:

Таблица 48 – Результаты расчета капиталовложений в прокладку КЛ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс. руб., за км	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
РУ1-7413-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,04	231,60
РУ1-7413-ESS-002	ПВВнг-3х95	2895	0,06	347,40
РУ1-7420-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,67	3879,30
РУ1-7414-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,57	3300,30
РУ1-6055-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	1,62	9379,80
РУ1-6523-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,24	1389,60
РУ1-7430-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,61	3531,90
РУ1-7490-ESS-001	ПВВнг-3х95	2895	0,53	3068,90
6300-6300	ПВВнг-3х95	2895	0,02	115,80
ГПП1-Шина 6300	ПВВнг-3х(3х185)	4000	0,60	1975,20

## Продолжение таблицы 48

ГПП1-Шина РУ-1	ПвВнг-6х(1х400)	4000	0,56	4961,60
6300-6300 – К – 1301 А	ПвВнг-3х150	4000	0,09	810,00
6300-6300 – К – 1301 В	ПвВнг-3х150	4000	0,09	810,00
6300-6300 – К – 1301 С	ПвВнг-3х150	4000	0,09	810,00
6300-6300 – К – 1301 D	ПвВнг-3х150	4000	0,1	900,00
6300 – К – 1302 А	ПвВнг-3х150	4000	0,06	540,00
6300 – К – 1302 В	ПвВнг-3х150	4000	0,06	540,00
6300 – К – 1303 А	ПвВнг-3х150	4000	0,04	360,00
6300-6300 – К – 1303 В	ПвВнг-3х150	4000	0,05	450,00
6300-6300 – К – 1303 С	ПвВнг-3х150	4000	0,04	360,00
6300-6300 – К – 1304	ПвВнг-3х150	4000	0,05	540,00
РУ1-Козловой кран 7300 – НО – 003	ПвВнг-3х95	2895	1,22	7051,6

РУ1-Козловой кран 7300 – НО – 004	ПВВнг-3х95	2895	1,22	7051,60
РУ1-6520	ПВВнг-3х95	2895	0,12	693,60
РУ1-6520	ПВВнг-3х95	2895	0,13	751,40
РУ1-6520	ПВВнг-3х95	2895	0,13	751,40
РУ1-6520	ПВВнг-3х95	2895	0,13	751,40
Итого				55262,2

### 7.3 Расчет капитальных вложений в строительство РУ

Капитальные вложения на строительство РУ определяются при помощи формулы:

$$K_{\text{РУ}} = C_{\text{выкл.}i} \cdot n_{\text{выкл.}} \quad (121)$$

$C_{\text{выкл.}i}$  – стоимость одного выключателя, тыс.руб.;

$n_{\text{выкл.}}$  – количество выключателей;

$$K_{\text{РУ}} = 250 \cdot 54 = 13500 \text{ тыс. руб.};$$

Таким образом суммарные капиталовложения в строительство системы электроснабжения объектов ОЗХ составит:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma\text{кТП}} + K_{\Sigma\text{кЛ}} + K_{\Sigma\text{РУ}} \quad (122)$$

$$K_{\Sigma} = 59723,67 + 55262,2 + 13500 = 128485,87 \text{ тыс. руб.}$$

#### 7.4 Расчет издержек на эксплуатацию и обслуживание сети

Суммарные издержки на эксплуатацию сети определяются по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭиР}} + I_{\text{ам}} \quad (123)$$

$I_{\text{ЭиР}}$  – издержки на эксплуатацию и ремонт, тыс. руб.;

$I_{\text{ам}}$  – амортизационные отчисления, тыс. руб.;

$I_{\Delta W}$  – затраты на компенсацию потерь электроэнергии, тыс. руб.;

Произведем расчет издержек, необходимых для эксплуатации и ремонта для КЛ:

$$I_{\text{ЭиР}} = d_{\text{но.кл}} \cdot K_{\Sigma\text{кл}} \quad (124)$$

$d_{\text{но.кл}}$  – нормативные отчисления на ремонт и эксплуатацию линий, в соответствии с методическими рекомендациями [18] примем равным 0,023;

$$I_{\text{ам}} = \frac{K_{\Sigma\text{кл}}}{T_{\text{ср}}} \quad (125)$$

$T_{\text{ср}}$  – срок службы оборудования, для КЛ примем равным 25 лет;

$$I_{\text{ЭиР.кл}} = 0,023 \cdot 55262,2 = 1271,10 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.кл}} = \frac{55262,2}{25} = 2210,49 \text{ тыс.руб.};$$

Далее произведем расчет затрат на эксплуатацию и обслуживание для КТП:

$$I_{\text{ЭиР.кТП}} = 0,059 \cdot 59723,67 = 3523,70 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.кТП}} = \frac{6474,03}{20} = 2986,18 \text{ тыс. руб.};$$

Затраты на эксплуатацию и обслуживание РУ:

$$I_{\text{ЭиР.РУ}} = 0,059 \cdot 13500 = 796,50 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам.ру}} = \frac{13500}{25} = 540,00 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{ЭиР.}\Sigma} = I_{\text{ЭиР.кЛ}} + I_{\text{ЭиР.кТП}} + I_{\text{ЭиР.РУ}} \quad (126)$$

$$I_{\text{ЭиР.}\Sigma} = 1271,10 + 3523,70 + 769,50 = 5564,30 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарные амортизационные отчисления:

$$I_{\text{ам.}\Sigma} = I_{\text{ам.кЛ}} + I_{\text{ам.кТП}} + I_{\text{ам.ру}} \quad (127)$$

$$I_{\text{ам.}\Sigma} = 2210,49 + 2986,18 + 540,00 = 5736,67 \text{ тыс. руб.};$$

Суммарный затраты на установку и эксплуатацию электрооборудования составят:

$$З = I_{\Sigma} + E_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma} \quad (128)$$

$E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимается равным 0,14;

$$З = I_{\Sigma} + E_{\text{н}} \cdot K_{\Sigma}$$

$$З = 5564,30 + 5736,67 + 0,14 \cdot 128485,87 = 13819,30 \text{ тыс. руб.};$$

### 7.5 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта – это период времени, за который сумма чистого денежного от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств. Может измеряться в месяцах или годах.

Рассчитывается по формуле:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_{ч} + I_A} \quad (129)$$

где  $K$  - капитальные вложения, тыс.руб;

$P_{ч}$  - чистая прибыль, тыс.руб;

$I_A$  - амортизационные отчисления, тыс.руб.

Чистая прибыль – это итоговая часть дохода, которая осталась после всех вычетов: на налоги, зарплаты, закупку оборудования, аренду и прочих затрат.

Рассчитывается по формуле:

$$P_{ч} = O - I - H \quad (130)$$

где  $O$  - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

$I$  - издержки, тыс.руб;

$H$  - налог на прибыль. На 2021 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{ПО} \cdot T_{пер} \quad (131)$$

где  $W_{ПО}$  - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{пер}$  – средний тариф на передачу электроэнергии составляет 1,9 тыс.руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{ПО} = \sum P_{max} \cdot T_{max} \quad (132)$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, в тыс.руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И) \quad (133)$$

Произведем расчет в соответствии с рассмотренными формулами:

$$W_{ПО} = 3,14 \cdot 7700 = 24178 \text{ тыс. кВт·ч};$$

$$O = 24178 \cdot 1,9 = 45938,2 \text{ тыс. руб.}$$

$$H = 0,2 \cdot (45938,2 - 11300,97) = 6927,5 \text{ тыс. руб.};$$

$$Пч = 45938,2 - 11300,97 - 6927,5 = 27700,73 \text{ тыс. руб.};$$

$$T_{ОК} = \frac{128485,87}{27700,73 + 5736,67} = 4 \text{ года};$$

Что является нормативным сроком окупаемости и проект является инвестиционно привлекательным.



## 8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1 Безопасность

#### 8.1.1 Порядок проведения работ в электроустановках

Весь комплекс производственных мероприятий по проверке, наладке, ремонту, измерению, испытанию и другим видам обслуживания должны производиться в соответствии с требованиями техники безопасности и нормами, предписывающими безопасное проведение работ.

Перед началом проведения вышеперечисленных работ должен быть проведен ряд технических и организационных мероприятий .

К организационным мероприятиям относятся:

- 1) Оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ;
- 2) Допуск к работе;
- 3) Надзор во время работы;
- 4) Оформление перерыва в работе, перевода на другое рабочее место, окончание работы;

Лицами ответственными за безопасность проведения работ являются:

- 1) Лицо, которое выдает наряд и отдает распоряжение;
- 2) Ответственное лицо из оперативного персонала – допускающий;
- 3) Ответственный руководитель работ;
- 4) Производитель работ;
- 5) Наблюдатель;
- 6) Члены бригады;

Лицо, ответственное за выдачу наряда и отдающее распоряжение, устанавливает необходимый для выполнения объем работ, отвечает за возможность ее выполнения без риска для жизни, а также за необходимый уровень квалификации и компетенции руководителя, производителя работ и членов бригады.

Перечисленный выше перечень лиц должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV в электроустановках до 1000 В и не ниже V в электроустановках напряжением свыше 1000 В.

Допускающий – ответственное лицо из оперативного персонала, которое несет ответственность за:

- 1) За правильность выполнения мер безопасности, которые являются необходимыми для допуска и производства работ;
- 2) Приемку рабочего места после выполнения всего объема работ, а также за правильность допуска к работе;

Допускающий должен иметь группу допуска по электробезопасности не ниже III в электроустановках до 1000 В и не ниже IV в электроустановках напряжением свыше 1000 В.

Решение о необходимости назначения ответственного руководителя определяется выдающим наряд. Ответственный руководитель не назначается при работах по наряду в электроустановках с напряжением до 1000 В.

Производитель работ несет ответственность за правильность подготовки рабочего места, принятого от допускающего, а также обеспечивает необходимые для производства работы меры безопасности. Данное лицо обязано произвести инструктаж бригады о мерах безопасности, соблюдение которых является обязательным условием и обеспечивает их выполнение. Производитель работ должен иметь группу допуска в электроустановках свыше 1000 В не ниже IV, а в установках до 1000 В – III.

Наблюдающий назначается с целью надзора за бригадами рабочих в случаях, когда работы проводятся в электроустановках с особо опасными уровнями, определяемыми ответственным лицом за электрохозяйство предприятия. Наблюдающий производит контроль наличия установленных на месте работы ограждений, плакатов, запирающих устройств, заземлений и отвечает за безопасность членов бригады.

Другой немаловажной составляющей обеспечения безопасности людей в ходе проведения работ в электроустановках является проведение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность. К данным мерам можно отнести:

- 1) Производство всего объема необходимых отключений и принятие мер, препятствующих подаче напряжения к месту работы из-за ошибочного включения коммутационного оборудования;
- 2) На приводах ручного управления и ключах дистанционного управления должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- 3) Установка переносного заземления, проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях, на которых установлено переносное заземление;
- 4) После проверки отсутствия напряжения производится наложение заземления стационарного или же переносного;

#### 8.1.2 Основные меры обеспечения безопасности при прокладке кабелей

Далее рассмотрим меры безопасности при работе по прокладке и ремонту кабельных линий, так как данный способ подвода питания к потребителю является одним из наиболее часто используемых не только на рассматриваемом предприятии, но и в целом на всех предприятиях.

Перед началом выполнения работ необходимо под наблюдением персонала, эксплуатирующего кабели, организацией, выполняющей земляные работы, произвести контрольное вскрытие грунта для определения расположения и глубины прокладки кабеля, помимо этого необходимо установить временное ограждение.

При обнаружении не обозначенных на планах кабелей, трубопроводов и подземных сооружений работы связанные с раскопками необходимо прекратить и сообщить об этом ответственному руководителю работ или руководству предприятия. Далее выполнение работ можно производить только после получения соответствующего разрешения от организации-подрядчика или же руководства предприятия.

Не допускается производство раскопок землеройными машинами в охранной зоне кабельных линий, т. е. на расстоянии менее 1 м, а также применение механизмов ударного действия на расстоянии менее 5 м от предполагаемого места прохождения кабелей.

Применение землеройной техники при раскопках разрешается в пределах охранной зоны только эксплуатирующему данные линии персоналу.

Применения таких инструментов как: отбойные молотки, землеройные машины, ломов и кирок для вскрытия земляного покрова, выемки грунта и его рыхления допускается на глубину, при которой до места залегания кабельной линии остается не менее 0,3 м. Дальнейшие земляные работы необходимо производить при помощи лопат.

При глубине более 1 м траншеи и котлованы необходимо выполнять с откосами. В случае выполнения отвесных стенок при наличии плывунов и притока грунтовых вод стенки должны укрепляться досками, стойками и распорками.

При рытье траншей в слабом или влажном грунте, при наличии риска их обвала, необходимо производить укрепление стен. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления, но с откосами не менее 15° от вертикальной стенки траншеи.

В грунтах с достаточной естественной влажностью при отсутствии грунтовых вод и находящихся поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более 1 м в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах, 1,25 м в супесях, 1,5 м в суглинках и глинах.

В зимние периоды времени разработка грунта на глубину промерзания допускается без креплений.

Крепление траншей и котлованов глубиной 3 м и более должно быть выполнено инвентарными щитами, предусмотренными типовыми проектами для данного участка кабельной трассы.

Имеющиеся над траншеей нависания и оставшиеся на откосах камни должны быть немедленно обрушены при условии, что все люди, выполняющие работы в траншее будут выведены из нее.

Также немаловажными мерами предосторожности является соблюдение безопасности при монтаже кабелей и линий.

Для производства кабельных работ в действующих электроустановках допускаются лица, прошедшие аттестацию знаний Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок с квалификационной группой по электробезопасности не ниже III.

При выполнении монтажных работ кабельных линий лицам, выполняющим монтаж, запрещено выполнять какие-либо виды работ в действующих электроустановках без предшествующего снятия напряжения вблизи токоведущих частей и на токоведущих частях, находящихся под напряжением.

Запрещается открывать замки и проникать в действующие электроустановки без представителя эксплуатирующей действующую установку организации.

В ходе работы в действующей электроустановке в бригаду должны входить лицо, осуществляющее наблюдение, от эксплуатирующей электроустановку организации и электромонтажник ответственный за проведение работы с кабелями.

Монтаж концевых и соединительных муфт, проверку целостности и маркировку жил кабеля необходимо выполнять только по наряду-допуску.

Перед производством работ допускающий (ответственный представитель эксплуатирующей электроустановку организации) должен провести с электромонтажниками производственный инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Перемещение, отводы, сдвиги кабеля и переноску муфт необходимо производить только после снятия напряжения и снятия разряда остаточного разряда с кабеля.

Помимо всего вышеперечисленного соблюдение особых мер безопасности необходимо осуществлять при работе в подземных сооружениях, так как тут свой вклад вносит условие ограниченности пространства, что является неблагоприятным фактором для проведения монтажных и ремонтных работ.

Осмотр подземных кабельных сооружений, которые не относятся к газоопасным, и работы в них по окраске и ремонту должны проводить не менее чем два работника.

Работы в подземных кабельных сооружениях, в которых существует возможность появления вредных газов, обязаны выполнять не менее трех работников, из числа которых двое – страхующие. Производитель же работ должен иметь группу не ниже IV.

В каждом районе должен быть составлен список газоопасных подземных объектов, знакомство с которым персонал должен пройти заблаговременно перед выполнением работ. Все газоопасные подземные сооружения должны быть обозначены на схеме.

До начала и во время работы в подземном кабельном сооружении должна быть обеспечена естественная или принудительная вентиляция. Естественная вентиляция создается при помощи открытия двух и более люков с последующей установкой около них специальных козырьков, направляющих воздушные потоки. Принудительная вентиляция обеспечивается вентилятором или компрессором в течение 10—15 мин для полного обмена воздухом в подземном сооружении посредством рукава, опускаемого вниз и не достигающего дна на 0,25 м.

В колодце допускается находиться и работать одному человеку с группой III с применением предохранительного пояса со страховочным канатом. Предохранительный пояс должен иметь наплечные ремни, пересекающиеся со стороны спины, с кольцом на пересечении для крепления каната. Другой конец каната должен держать один из страхующих рабочих.

## **8.2 Экологичность**

### **8.2.1 Расчет системы маслоприемника силового трансформатора**

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых к современным видам производства, является экологичность. В рассматриваемом случае особые требования должны предъявляться к маслonaполненным трансформаторам, а точнее к системе отвода масла. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях силовых трансформаторов, использующих масло, в соответствии с ПУЭ 7 п.4.2.69 должны быть оборудованы маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующего перечня требований:

- 1) Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 при массе масла до 2 т; 1 м при массе от 2 до 10 т; 1,5 при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т;
- 2) Объем маслоприемника с отводом масла необходимо рассчитывать с учетом единовременного приема масла в объеме 100 %;
- 3) Устройство маслоприемников и маслоотводов должно исключать переток масла из одного маслоприемника в другой, а также растекание масла по подземным сооружениям, распространение пожара и так далее;
- 4) Маслоприемники для трансформаторов с массой масла до 20 т допускается выполнять без отвода масла.
- 5) Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными. Дно незаглубленного маслоприемника находится на уровне окружающей планировки;
- 6) При монтаже маслonaполненного трансформатора на железобетонном перекрытии здания устройство маслоотвода является необходимым требованием;
- 7) Маслоотводы должны выполнять отвод масла и воды, используемой в тушении пожара, из маслоприемника автоматическими стационарными устройствами и гидрантами на безопасное расстояние. 50 % масла и полный объем воды должно быть удалено в течении четверти часа.
- 8) Маслосборники должны быть выполнены в закрытом исполнении, а также должны вмещать полный объем масла одного оборудования с

наибольшим количеством масла, а также 80 % общего расхода воды от средств пожаротушения.

В рассматриваемой теме выпускной квалификационной работы требования экологичности, а значит и наличие системы приемки масла и его отвода будут актуальны для силового трансформатора, располагающегося на главной понижающей подстанции 1, а именно для трансформатора типа ТРДЦН – 100000/110 УХЛ1.

Расчет проведем в соответствии с методическим пособием А.Б. Булгакова [3]. Все необходимые для расчета параметры представлены в таблице 48.

Таблица 49 – параметры и габариты трансформатора

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Длина (А);	7,9 м;
Ширина (В);	5,14 м;
Высота (Н);	6,8 м;
Масса масла ( $M_{т.м.}$ );	27 т;

Так как объем масла в трансформаторе превышает 20 т, следовательно при расчете системы маслоприемника необходимо учитывать отвод масла по маслоотводу в маслосборник.

Как говорилось ранее габариты маслоприемника должны быть больше габаритов трансформатора на 1,5 м для рассматриваемого случая:

$$A_{мп} = A_T + 2 \cdot \Delta \quad (134)$$

где  $A_{мп}$  – длина маслоприемника;

$A_T$  – длина трансформатора;

$\Delta$  - нормативное расстояние, на которое габариты маслоприемника должны превышать габариты трансформатора для данного типа трансформатора;



$$A_{\text{МП}} = 7,9 + 2 \cdot 1,5 = 10,9 \text{ м};$$

$$B_{\text{МП}} = B_{\text{Т}} + 2 \cdot \Delta \quad (135)$$

Где  $B_{\text{МП}}$  – ширина маслоприемника;

$B_{\text{Т}}$  – ширина трансформатора;

$$B_{\text{МП}} = 5,14 + 2 \cdot 1,5 = 8,14 \text{ м};$$

Далее рассчитаем площадь, занимаемую маслоприемником  $S_{\text{МП}}$ :

$$S_{\text{МП}} = A_{\text{МП}} \cdot B_{\text{МП}} \quad (136)$$

$$S_{\text{МП}} = 10,9 \cdot 8,14 = 88,73 \text{ м}^2;$$

Далее для расчетов примем конструкцию маслоприемника с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий с толщиной слоя 0,25 м.

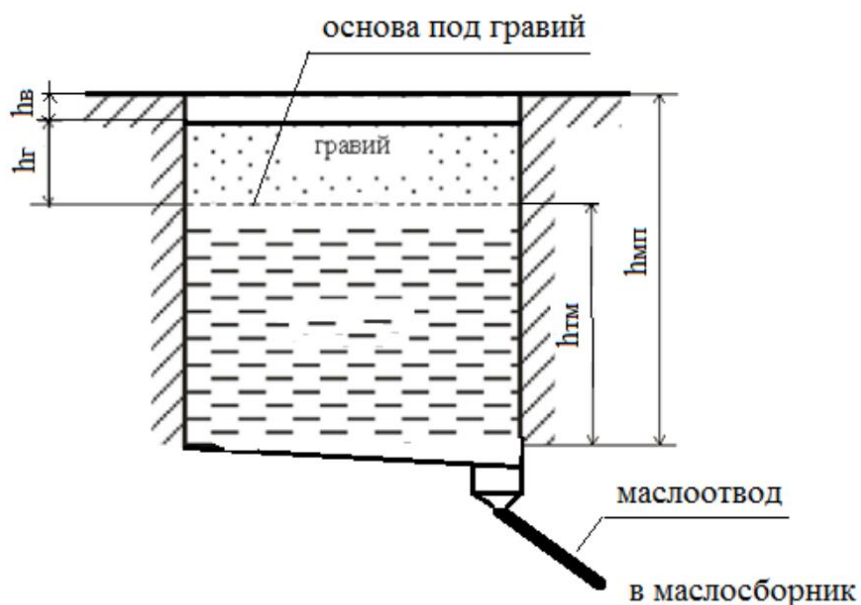


Рисунок 11 – Конструкция маслоприемника с отводом масла и воды

Определим объем трансформаторного масла  $V_{\text{ТМ}}$ :

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}} \quad (137)$$

$M_{\text{ТМ}}$  – масса трансформаторного масла;

$\rho_{\text{ТМ}}$  – плотность трансформаторного масла кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_{\text{ТМ}} = (880-890)$ );

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{2700}{890} = 30,34 \text{ м}^3;$$

Глубина маслоприемника:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{ТМ}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}} \quad (138)$$

Где  $h_{\text{ТМ}}$  – глубина маслоприемника для приема 100% масла;

$h_{\text{В}}$  – размер воздушного зазора между гравием и нулевой отметкой ОРУ  
(принимается не менее 75 мм);

$h_{\text{Гр}}$  – толщина прослойки гравия (принимается равной 0,25 м);

Глубина маслоприемника рассчитывается по формуле:

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{ТМ}}} \quad (139)$$

$$h_{\text{ТМ}} = \frac{30,34}{88,73} = 0,34 \text{ м};$$

Следовательно глубина маслоприемника  $h_{\text{МП}}$  будет равна:

$$h_{\text{МП}} = 0,34 + 0,075 + 0,25 = 0,665 \text{ м};$$

Далее произведем расчет необходимого объема маслосборника  $V_{\text{мс}}$ :

$$V_{\text{мс}} \geq V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \quad (140)$$

где  $V_{\text{тм}}$  – объем используемого трансформаторного масла;

$V_{\text{воды}}$  – объем воды, используемой при тушении пожара;

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot I \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бпт}}) \quad (141)$$

где  $I$  – интенсивность пожаротушения, л/(с·м<sup>2</sup>) ( $I=0,2$  л/(с·м<sup>2</sup>)) :

$t$  – нормативное время пожаротушения, мин ( $t=30$  мин);

$S_{\text{бпт}}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>;

Площадь боковой поверхности трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{бпт}} = 2 \cdot H_{\text{т}}(A_{\text{т}} + B_{\text{т}}) \quad (142)$$

$$S_{\text{бпт}} = 2 \cdot 6,8(7,9 + 5,14) = 177,4;$$

Далее определим объем воды, используемый для тушения пожаров по выше представленной формуле под номеров 8:

$$V_{\text{воды}} = 0,0002 \cdot 1800 \cdot (88,73 + 177,4) = 95,8 \text{ м}^3;$$

Таким образом исходя из выражения 7 минимальный объем маслосборника будет равен:

$$V_{\text{мс}} = V_{\text{тм}} + V_{\text{воды}} \quad (143)$$

$$V_{\text{мс}} = 30,34 + 95,8 = 126,14;$$

### 8.2.2 Политика компании в области экологии

Также помимо описанной выше методики снижения выбросов вредных веществ при нештатных ситуациях компания придерживается политики, связанной со снижением использования природных ресурсов и минимизацией воздействия на окружающую среду регионов, в которых присутствует производство.

Так основополагающим пунктом в данном аспекте деятельности компании Сибур является система экологического менеджмента, которая в свою очередь является частью Интегративной системы менеджмента. Данная система включает в себя все предприятия рассматриваемой компании, в том числе и ЗапСибНефтехим [14].

С целью осуществления более детального и качественного мониторинга уровня воздействия на окружающую среду в 2015 году был разработан Индекс воздействия на окружающую среду ИВОС, который учитывает суммарное воздействие на природу с учетом всего объема выбросов, сбросов и отходов, зависящих от объёмов производства. Ниже на рисунке 2 приведём динамику индекса:

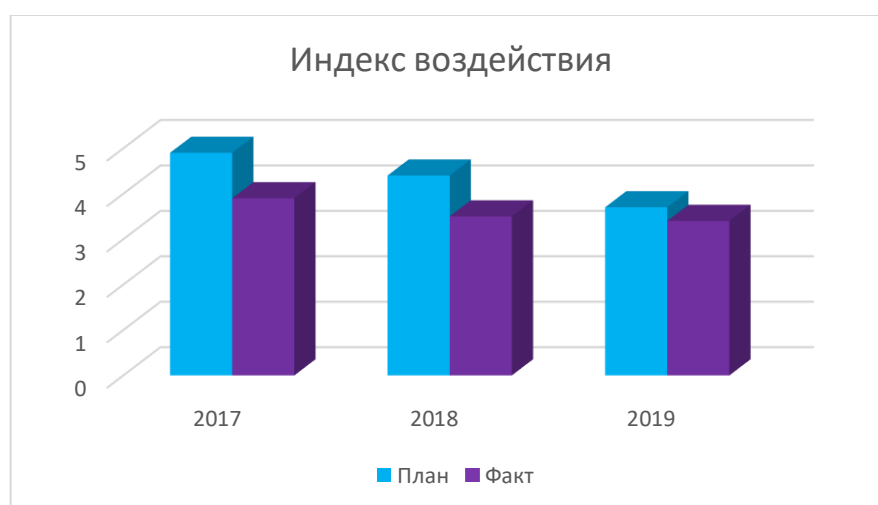


Рисунок 12 – Индекс воздействия на окружающую среду

Одним из ключевых направлений в политике охраны окружающей среды является обеспечение высокой энергоэффективности, к которым относится:

- 1) Разработка и реализация Программы энергосбережения для каждого предприятия Сибур;
- 2) Определение потенциала для сокращения разрыва с мировым уровнем в среднесрочной перспективе;
- 3) Регулярные аудиты поставщиков для закупки оборудования, которое отвечает требованиям компании по энергоэффективности;
- 4) Энергетические обследования предприятий;

Также еще одним наиболее важным способом снижения воздействия на окружающую среду, на рассматриваемом участке проектирования, а именно ГПП1 – приемные комплектные трансформаторные подстанции объектов общезаводского хозяйства является замена маслонаполненных трансформаторов на сухие типа ТСЗ. Помимо использования сухих трансформаторов прокладка большинства кабельных линий осуществляется при помощи эстокад, что существенным образом снижает воздействие на почву.

### **8.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **8.3.1 Основные положения и задачи обеспечения безопасности**

В соответствии с федеральным законом от 21 июля 2011г. № 256 – ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» основными целями обеспечения безопасности топливно-энергетического комплекса являются: устойчивое и безопасное функционирование, защита интересов личности, общества, и государства в сфере топливно-энергетического комплекса от актов незаконного вмешательства. Основными задачами являются:

- 1) Нормативно правовое регулирование в части защиты объектов ТЭК от терроризма;
- 2) Определение актов угроз незаконного вмешательства и противодействие им;
- 3) Категорирование объектов топливно-энергетического комплекса;

- 4) Разработка и реализация условий обеспечения безопасности ТЭК;
- 5) Разработка и реализация мер по созданию физической защиты объектов ТЭК;
- 6) Подготовка специалистов в области контроля и обеспечения безопасности объектов ТЭК;
- 7) Контроль за соблюдением условий обеспечения безопасности объектов;
- 8) Материально-техническое, научно-техническое и информационное обеспечение безопасности объектов ТЭК;

Рассматриваемое нами предприятие ООО «ЗапСибНефтехим» относится к 1 категории по защищенности от незаконных действий.

В соответствии с Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [19] на предприятии ООО «ЗапСибНефтехим» используются силы ПЧ-16 на основании заключения договора.

Также по договору в случаях ЧС привлекается газоспасательный отряд, который имеет свидетельство на право проведения работ в экстренных случаях.

Медицинское обеспечение на производстве обеспечивается, при помощи врачебного пункта, работающего на круглосуточной основе.

### 8.3.2 Действия при возникновении пожара

Рассмотрим действия при ЧС на примере возникновения возгорания на ПС и КТП.

Возникновение пожара может произойти в оборудовании, содержащем масляную изоляцию, а также подверженном большим термическим воздействиям. К числу такого оборудования можно отнести: различные типы трансформаторов, выключателей, весь перечень кабельного хозяйства, помимо этого пожар может произойти из-за воспламенения иных горючих изоляционных материалов таких как: резина, лак и т.д.

При возникновении пожароопасных ситуаций в электроэнергетических объектах необходимо произвести отключение от сети питания пострадавшего объекта, а также произвести его заземление, после чего можно приступать к его тушению.

Тушение пожаров на отключенных объектах допускается с применением всех существующих средств пожаротушения, а именно таких как: распыление воды, использование порошковых, углекислотных и иных типов огнетушителей, использование песка и пожарных щитов.

Тушение объектов, находящихся под напряжением, определяется следующими требованиями:

- 1) Отсутствие возможности снять напряжение с цепей вторичной коммутации из-за потери объектом собственных нужд;
- 2) Обеспечение бесперебойного функционирования электроэнергетического производства с целью сохранения в работе энергоснабжения особо ответственных потребителей;
- 3) Необходимость быстрой ликвидации пожара с целью предотвращения его распространения перекидывания на другие близко расположенные объекты;
- 4) Исключение длительного времени отключения и снятия напряжения, что может привести к большим последствиям для связанных технологически объектов;

При возникновении пожара на электроустановках существует определенный алгоритм действий, позволяющий наиболее эффективно справиться с возгоранием.

Дежурный персонал, в состав которого могут входить: начальник смены станции, диспетчер или дежурный по ПС, должен немедленно доложить в пожарную охрану, диспетчеру энергосистемы, а также непосредственному руководству энергообъекта.

Старший по смене должен определить примерное место возгорания, его пути распространения, угрозу оборудованию, установкам и конструкциям

распределительного устройства и иного хозяйства, находящимся в зоне действия пожара. Далее старший по смене проверяет работоспособность автоматических установок, предназначенных для тушения пожара, замет при помощи имеющихся сил необходимо приступить к тушению пожара до прибытия специализированных подразделений.

Старший начальник, с возглавляемыми им пожарными подразделениями, по прибытию в зону действия ЧС должен связаться со старшим по смене и получить всю необходимую информацию для борьбы с пожаром.

Старший из числа технического персонала или выездной бригады, должен произвести инструктаж с личным составом пожарного подразделения, также в его обязанности входит выдача письменного разрешения или допуска на тушение пожара.

Также перед тем, как приступить к тушению пожара, представитель энергообъекта должен указать безопасные зоны для производства противоаварийных работ.

Далее приступают к боевому разворачиванию, после чего осуществляется непосредственное тушение пожара.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате рассмотрения выбранной выпускной квалификационной работы были выполнены поставленный в начале задачи, а именно: разработана система электроснабжения объектов общезаводского хозяйства второй очереди предприятия «ЗапСибНефтехим».

Также, был решен ряд промежуточных задач, лежащих в основе данной ВКР. Первым этапом расчетов стал расчет нагрузок с использованием значений средней нагрузки и расчетного коэффициента, что позволило определить необходимый тип силовых трансформаторов и питающих кабелей.

Далее был произведен расчет ток короткого замыкания на питающих шинах и вводах комплектных трансформаторных подстанций, что далее позволило корректно произвести выбор и проверку всего необходимого электротехнического оборудования.

Были выбраны типы защит линий 10 кВ, понижающих трансформаторов, а также высоковольтных двигателей. Помимо этого, были рассчитаны уставки срабатывания данных защит.

После были рассчитан весь объем необходимых для строительства капиталовложений, а также посчитаны издержки, включающие в себя периодические амортизационные отчисления, а также издержки, связанные с эксплуатацией данного оборудования.

В разделе, посвященном безопасности и экологичности, были рассмотрены такие вопросы как: меры предосторожности при прокладке кабельных линий, политика компании в области вопросов экологичности, было рассчитано устройство маслоприемника, необходимое при возникновении нештатных ситуаций, также был рассмотрен случай возникновения пожароопасной ситуации.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Методическое пособие / А.Л. Мызин, С.Н. Шелюг. – Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2005. 37 с
2. Б.А. Князевский, Б.Ю. Липкин Электроснабжение промышленных предприятий. Москва, 1979.
3. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям – М.: АмГУ, 2014.
4. Блок микропроцессорный релейной защиты БИРЗ-ТД. Руководство по эксплуатации, ДИВГ. 648228.070-20 РЭ, НТЦ Мехатроника, 2016 г
5. ГОСТ Р 50270-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. - М.: Изд-во стандартов, 1993.
6. ГОСТ Р 131090-97. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — М.: Изд- во стандартов, 1997.
7. ГОСТ Р 52776-2007. Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики. — М.: Изд- во стандартов, 2007
8. ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения Изд- во стандартов, 2013
9. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
10. Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
11. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2010.

12. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
13. Рожкова, Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 647 с.
14. Система экологического менеджмента. [Электронный ресурс]. URL: [https://www.sibur.ru/sustainability/our\\_strategy/](https://www.sibur.ru/sustainability/our_strategy/)
15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию/ Под ред. А.А. Фёдорова. М. Энергоатомиздат 1986.
16. Схема и программа развития электроэнергетики Тюменской области на период 2021 – 2025 годов. 2020. – 66 с.
17. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах.– М.: Энергия, 1970. – 520 с.
18. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.
19. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ
20. Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Н. Козлов Автоматизация в курсовом и дипломном проектировании. Благовещенск, 2000.
21. TeSys T. Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс] <https://www.se.com/ru/ru/download/document/DOCA0129EN-00/>.