

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения центрального района го-  
рода Томмот Республики Саха (Якутия)

Исполнитель

студент группы 342зб2

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.В. Комаровой

Руководитель

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2017г.  
«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента: Комаровой Александры Владимировны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения центрального района города Томмот Республики Саха (Якутия)
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.д.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_  
Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество, должность, ученная степень, ученное звание)

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 97 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 70 формул, 21 источник, 9 приложений.

ГОРОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной работе предлагается вариант модернизации системы электроснабжения с центром питания ПС «Укулан» центрального района города Томмота Республики САХА (Якутия). В качестве технического решения, обеспечивающего повышение надежности электроснабжения, предусматривается замена устаревшего оборудования, как распределительных сетей напряжением 10 кВ, так и оборудования находящегося на самой ПС «Укулан» на современное. В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Укулан». Рассчитаны зоны молниезащиты на ОРУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслонаполненного оборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика города Томмота Республики САХА (Якутия)	8
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	10
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	13
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	20
5 Выбор мощности трансформаторов КТП	28
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	32
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Укулан»	36
8 Выбор компенсирующих устройств ПС «Укулан»	37
9 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов 35/10 ПС «Укулан»	40
10 Реконструкция РУ ВН, НН ПС «Укулан» для повышения надежности электроснабжения	42
11 Расчет токов короткого замыкания	44
12 Выбор оборудования РУ ПС «Укулан»	51
12.1 Выбор выключателей 35 кВ	52
12.2 Выбор выключателей 10 кВ	54
12.3 Выбор разъединителей 35 кВ	54
12.4 Выбор высокочастотного заградителя связи	55
12.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	56
12.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ	57
12.7 Выбор трансформаторов тока	57
12.8 Выбор трансформаторов напряжения	60
12.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	62
12.10 Выбор гибкой ошиновки	63
12.11 Выбор жестких шин 10 кВ	63
13 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	65

14 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости	68
15 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	71
16 Защита трансформаторов силовых трансформаторов ТМН 6300/35	73
16.1 Дифференциальная защита	73
16.2 Газовая защита	76
16.3 Защита от перегрузки	77
16.4 Максимальная токовая защита	77
17 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	79
Заключение	80
Библиографический список	81
Приложение А Расчет нагрузок 0,4 кВ	83
Приложение Б Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	88
Приложение В Определение расчетных нагрузок 10 кВ	90
Приложение Г	92
Приложение Д	93
Приложение Е	94
Приложение Ж	95
Приложение З	96
Приложение И	97

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время с появлением современных материалов, и снижением стоимости производства электротехнической продукции в частности оборудования появляется возможность выполнения модернизации электросетевого хозяйства, при этом учитывается тот факт что в городах стабильно происходит рост нагрузки, которая представляя собой различные электроприемники жилищно-коммунального хозяйства требует увеличения надежности и качества электроснабжения. Из этой проблемы возникает необходимость замены устаревшего электросетевого оборудования.

Актуальность данной бакалаврской работы заключается в том, что в настоящее время состояние электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Укулан» центральной части города «Томмот» находится в неудовлетворительном состоянии, и требуется скорейшая его замена. Периодический выход из строя воздушных линий, трансформаторных подстанций, коммутационных аппаратов, приводит к снижению количества отпускаемой электроэнергии а следовательно к убыткам. Оборудование самой ПС 35/10 кВ «Укулан» так же нуждается в скорейшей замене, на более современное и надежное. Так же следует отметить крайне нетиповое исполнение распределительных устройств данной ПС и применение на ней трех силовых трансформаторов вместо двух. Замена оборудования на указанной ПС и в распределительных сетях позволит значительно снизить величину затрат на ремонт и эксплуатацию, повысить надежность электроснабжения потребителей.

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального с экономической точки зрения, варианта развития электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС 35/10 «Укулан», с учетом требований к качеству и надежности электроснабжения.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач:

А) разработка варианта развития сети напряжением 10 кВ,

Б) определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения комплектных трансформаторных ПС 10/0,4 кВ, в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на них; расчет сечений и выбор типа проводников в сети 10 кВ.

В) расчет нагрузок на шинах низкого напряжения ПС «Укулан», компенсация реактивной мощности и выбор силовых трансформаторов.

Г) выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Укулан» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к протеканию токов короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет молниезащиты ПС «Укулан», расчет сети защитного заземления для защиты от поражения электрическим током. Расчет уставок защит устанавливаемых на силовых трансформаторах. Расчет параметров надежности после реконструкции.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА ТОММОТА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

Выбор электрических коммутационных аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи должно выполняться с учетом климатических условий района в котором они будут установлены.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов и предполагаемых к вводу объектов в республике Якутия.

Климат территории резкоконтинентальный с продолжительной (более шести месяцев) суровой зимой и теплым летом. Среднегодовая температура – 8,5 градусов. Самые низкие температуры отмечаются в январе – 35,7 град. Самые высокие в июле +17,3 град.

Абсолютный минимум температуры равен – 61 град.

Абсолютный максимум + 38 град.

Наибольшая за зиму высота снежного покрова – 52 см, иногда достигает 70-78 см.

За год выпадает 379 мм осадков, из них 307 мм выпадает в теплый период года (с апреля по октябрь). В холодный период – 72 мм.

Среднегодовая относительная влажность воздуха – 64 %. Самые сухие месяцы – апрель и май (65%). Максимальные среднемесячные значения (80%) отмечаются в зимние месяцы.

Число часов грозовой активности: 40 час.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра согласно ПУЭ равен 400 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 25 м/с. Район по ветру – I. Преобладающее направление ветров – северо-западное.



Район по гололеду – II. Нормативная толщина стенки гололёда согласно [12] для высоты 10 м равна 15 мм. Температура при образовании гололеда минус 10°С.

Почвы в районе расположения района буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 3,20 м.

Для удобства основные климатические характеристики района представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические условия	Величина
Район по ветру	I
Максимальный скоростной напор, (Н/м <sup>2</sup> )	400
Максимальная скорость ветра, (м/с)	25
Район по гололеду	II
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см <sup>3</sup> ), (мм)	15
Температура воздуха высшая, (град С)	38
Температура воздуха низшая, (град С)	-61
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	-8,5
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I

Указанные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Укулан» так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В зависимости от эксплуатационно-технических признаков все электроприемники делятся:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности.

По режимам работы различают электроприемники:

- 1) с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой.

Характеризуются тем, что длительно работают без превышения длительно допустимой температуры. с кратковременной нагрузкой. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части остывают до температуры окружающей среды. Сюда относятся электродвигатели вагоноопрокидывателей, дробильно-фрезерных машин и т.д.

- 2) с повторно-кратковременной нагрузкой. Длительность цикла “включение–отключение” не превышает 10 минут. При работе электроприемников их температура ниже длительно допустимой температуры, а за время останова токоведущие части не остывают до температуры окружающей среды

- 3) нагревательные аппараты, работающие в продолжительном режиме с практически постоянной нагрузкой, электрическое отопление помещений.

- 4) электрическое освещение. Электроприемники характеризуются резким изменением нагрузки.

По мощности и напряжению различают электроприемники:

- 1) большой мощности (80 – 100 кВт и больше) напряжением 6 – 10 кВ.

2) малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 380 – 660 В

По роду тока различают электроприемники:

1) переменного тока промышленной частоты.

2) переменного тока повышенной или пониженной частоты: в частности питатели сырого угля по технологии производства имеют частотно регулируемый привод и могут менять скорость вращения в зависимости от нагрузки.

3) постоянного тока

Степень надежности электроприемников устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. Различают электроприемники:

1) I категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с опасностью для жизни людей, значительным ущербом экономики государства, повреждением оборудования, массовым браком продукции. Питание потребителей I категории надежности должно осуществляться от двух независимых источников питания. Независимыми считаются источники потеря напряжения на одном из которых по любой причине не приводит к потере напряжения на другом. Две системы шин считаются независимыми источниками питания. Среди потребителей I категории надежности выделяют особую группу электроприемников. К ней относят электроприемники, для которых бесперебойное электроснабжение необходимо для безаварийного останова производства, связанного с возможностью возникновения пожаров, взрывов, гибелью людей. Для них необходимо предусмотреть три независимых источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории надежности допускается на время автоматического переключения на резервное питание. В собственных нуждах электростанции присутствуют потребители первой категории к таким относятся аварийные маслососы.

2) II категории. Перерыв в электроснабжении таких потребителей связан с массовым неотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов,

промышленного транспорта. К потребителям II категории надежности относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВА. Рекомендуется питание от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва по вторичной стороне. Допускается перерыв в электроснабжении на время переключений по вводу резервного питания дежурным персоналом. Длительность ремонта не должна превышать одни сутки. Остальная часть нагрузки собственных электростанции в основном относится ко второй категории по электроснабжению.

3) III категории. К данной категории относятся все остальные не указанные в первых двух категориях электроприемники.

В основном в центральном районе города «Томмот» преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения такие как жилые дома как одноэтажные так и многоэтажные, значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, а так же различные организации и частные предприятия. По режимам работы потребители относятся к электроприемникам с мало изменяющейся мощностью нагрузки, по мощности и напряжению к электроприемникам малой и средней мощности напряжением 380 В. По роду тока относятся к электроприемникам переменного тока промышленной частоты, по степени надежности ко второй и третьей группе, первая категория и особая группа первой категории в нагрузке отсутствует.

### 3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 кВ

На рисунках 1, 2, 3 указана подробная однолинейная схема распределительной сети напряжением 10 кВ с центром питания ПС 35 кВ «Укулан» рассмотрим подробно каждый фидер данной ПС:

Фидер №4 ЗРУ «Слюда» имеет лучевую схему, к нему подключены следующие КТП: 3,4,5,6,9,32,33,90. Все КТП подключенные к указанному фидеру за исключением КТП №9 имеют одно трансформаторное исполнение. Номинальная мощность силовых трансформаторов по этому фидеру варьируется от 160 до 100 кВа. На двух трансформаторной КТП №9 «Спортзал» установлены трансформаторы мощностью 400 кВа. Все трансформаторы имеют тип ТМ – охлаждение осуществляется естественной циркуляцией воздуха и масла. В качестве устройства регулирования напряжения выступает переключение без возбуждения (ПБВ). Указанные трансформаторы практически выработали свой технический ресурс и нуждаются в скорейшей замене на современные. Воздушная линия электропередачи питающая указанные КТП выполнена голым проводом марки АС70/11 с сечением алюминиевой части 70 мм<sup>2</sup> и стальной части 11 мм<sup>2</sup>. На данном направлении протяженность участков варьируется от 30 до 1200 метров. Следует отметить тот факт что резервирования по питанию на данном фидере не предусмотрено, при отключении выключателя 10 кВ на ПС «Укулан» под отключение попадают все КТП без исключения.

Фидер №5 ЗРУ «Вермикулит» имеет так же лучевую схему, к нему подключены следующие КТП: 7, 8, 10, 35, 35, 58. все КТП подключенные к указанному фидеру за исключением имеют одно трансформаторное исполнение, номинальная мощность трансформаторов составляет 400-630 кВа тип ТМ. Питание осуществляется по ВЛ выполненной голым проводом марки АС

50/8. Резервного питания на данном фидере от другой ПС так же не предусмотрено.

Фидер №6 «База» ЗРУ имеет лучевую схему и питает одно трансформаторные КТП 11, 12, 13, 20, 34 по ВЛ выполненной приводом марки АС50/8. Мощность трансформаторов составляет 400-630 кВА, тип ТМ. Резервирование по питанию в данном случае так же отсутствует.

Все электрооборудование КТП линий электроснабжения как говорилось ранее имеют даты ввода в эксплуатацию 1980 года со сроком службы 30 лет, следовательно, требуется скорейшая его замена на более современное и надежное.

Фидер №7 «Агрэ» КРУН-10-1, имеет лучевую схему и питает одно трансформаторные КТП 2, 36, 37 по ВЛ выполненной приводом марки АС50/8. Мощность всех трансформаторов составляет 250 кВА, тип ТМ. Резервирование по питанию в данном случае отсутствует.

Фидер №3 «МПС» КРУН-10-2, имеет лучевую схему и питает одно трансформаторные КТП 25, 59, 79, 80 и двух трансформаторную КТП 88 по ВЛ выполненной приводом марки АС50/8. Мощность трансформаторов составляет 250-630 кВА, тип ТМ. Резервирование фидера по питанию отсутствует.

Фидер №4 «Синегорье» КРУН-10-2, является самым разветвленным и имеет лучевую схему. Питание от данного фидера получают следующие одно трансформаторные КТП 38,46,40, 51, 41, 85П, 42, 91П, 22 и двух трансформаторная КТП 44. Питающая ВЛ выполненной приводом марки АС50/8, имеет небольшую протяженность участков. Мощность подключенных трансформаторов составляет 100-100 кВА, тип ТМ. Резервирование фидера отсутствует.

Фидер №5 «Карьер» КРУН-10-2, так же выполнен по лучевой схеме и питает одно трансформаторные КТП 31, 54, 55, 53,58 питающая ВЛ выполнена приводом марки АС50/8. Мощность трансформаторов составляет 160-400 кВА,. Резервирование фидера по питанию отсутствует.

Принципиальная однолинейная схема ПС 35 кВ «Укулан» представлена на рисунке 4.

По способу присоединения Схема электрических соединений ПС «Укулан» на стороне высокого напряжения относится к отпаечной и имеет две секции шин 35 кВ при этом питание всей ПС зависит от одной из них как видно на рисунке, что очень сильно снижает надежность электроснабжения потребителей тк при коротком замыкании на данной секции 35 кВ происходит полное погашение всей ПС, к дополнительным минусам данной схемы следует отнести невозможность вывода в ремонт секций без отключения ПС «Укулан».

На данной ПС установлено три силовых трансформатора два из которых Т1, Т3 подключены от 2 сек 35 кВ, а трансформатор Т2 имеет подключение через выключатель к первой секции. Трансформаторы Т1, Т2 подключены к первой секции через один общий выключатель.

На ПС установлены устаревшие выключатели номинальным напряжением 35 типа С-35м-630 и на стороне 10 кВ типа ВМГ-10, разъединители типа РЛНД-16-35-600 и трансформаторы тока встроенные в выключатели, срок службы указанного оборудования и силовых трансформаторов превышает 30 лет, однако на ПС имеется и современное оборудование это вакуумные выключатели расположенные в КРУН-10-2 типа ВВ TEL.

На стороне низкого напряжения применяется крайне нестандартная схема с тремя секциями шин 10 кВ и четырьмя распределительными устройствами низкого напряжения: ЗРУ-10, КРУН-10, КРУН-10-1, КРУН-10-2. Эксплуатация столь большого количества распределительных устройств весьма затруднительна как с точки зрения ремонтов, так и с точки зрения оперативных переключений. На некоторых коммутационных аппаратах отсутствуют заземляющие ножи, в некоторых случаях установлены последовательно два разъединителя. Данная схема так же имеет малую надежность ввиду большого количества лишнего оборудования и требует реконструкции с изменением

схемы как на стороне низкого так и на стороне высокого напряжения на типовую

В данной работе предусматривается в ходе реконструкции ПС «Укулан» секционирование систем шин как на стороне высокого напряжения для повышения надежности и живучести схемы электроснабжения.

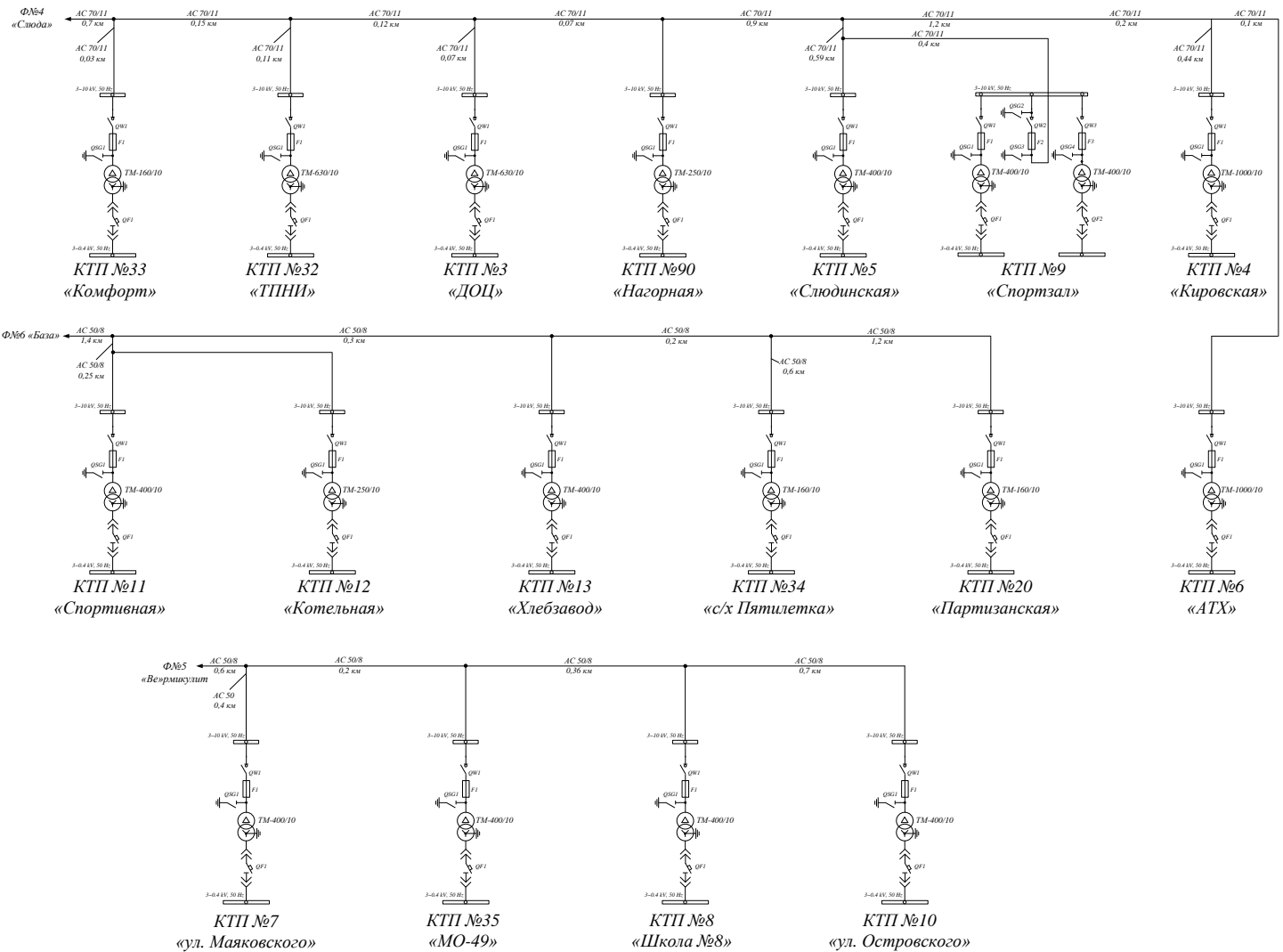


Рисунок 1 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Укулан»



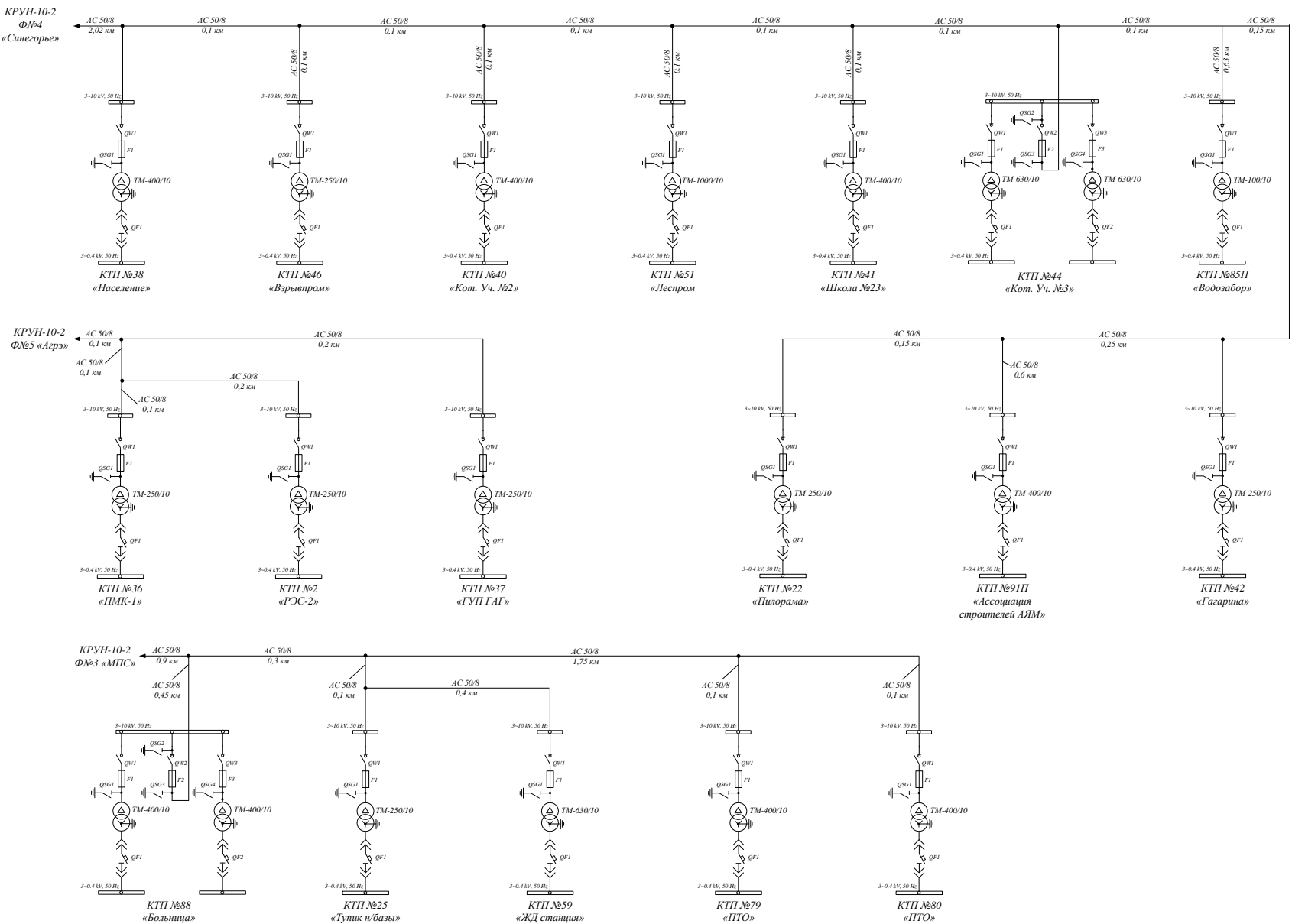


Рисунок 2 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Укулан»

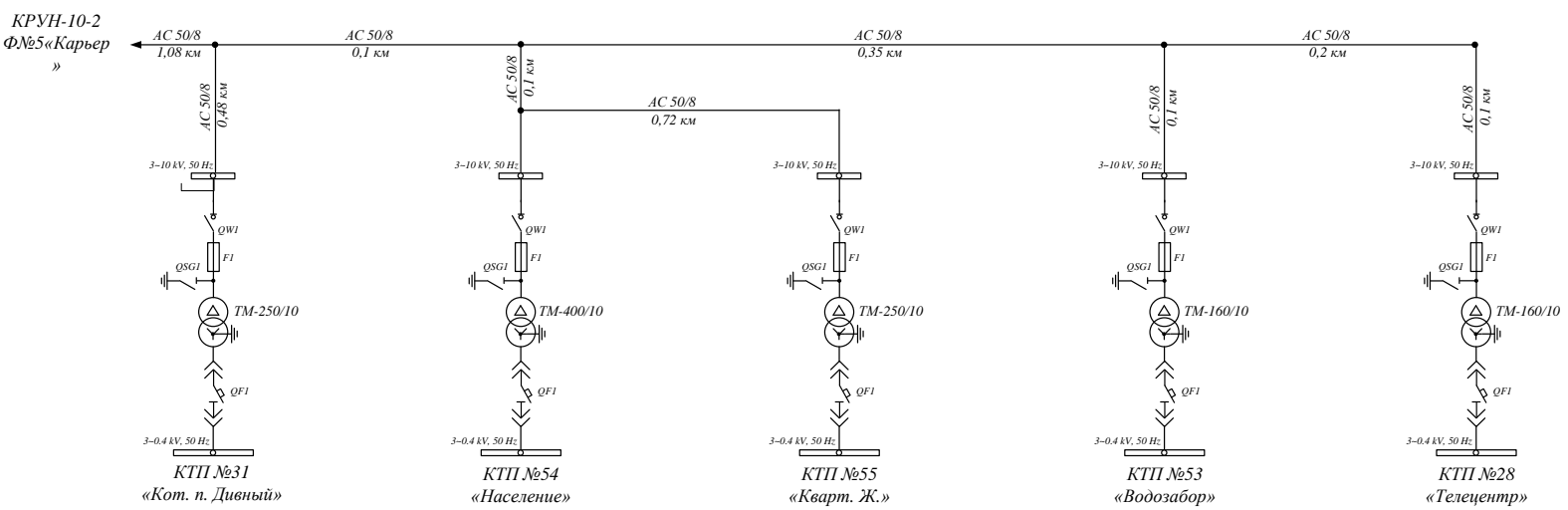


Рисунок 3 - Однолинейная схема распределительной сети 10 кВ с  
 центром питания ПС «Укулан»

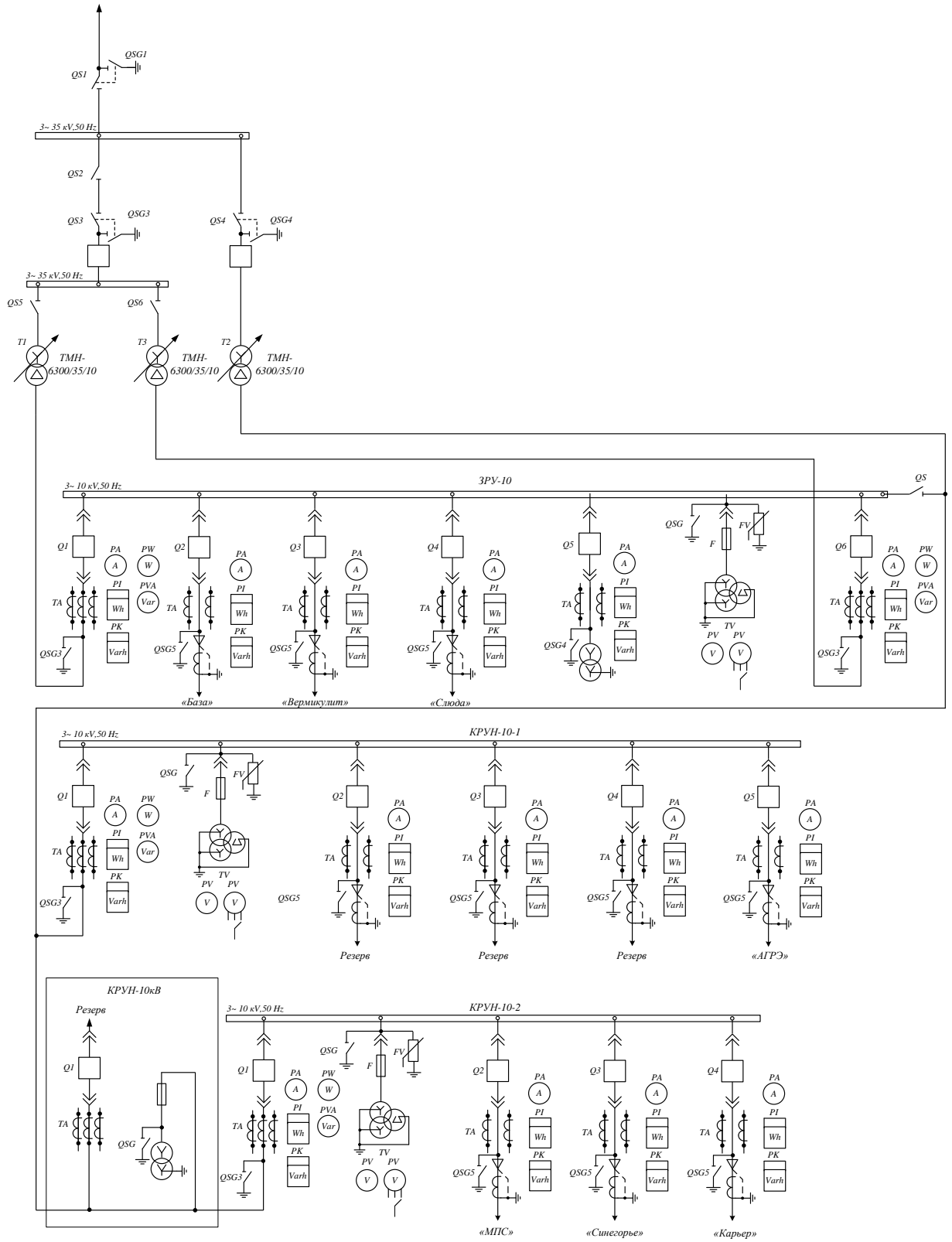


Рисунок 4 - Подробная однолинейная схема ПС «Укулан»

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ ТП

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется метод удельных электрических нагрузок, нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности зависящим от количества потребителей. Назначение расчета заключается в определении расчетных нагрузок на шинах низкого напряжения КТП.

Электропотребление потребителей определяется электроосвещением и электроприемниками повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.).

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, защиты сетей и электрооборудования.

В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения КТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Укулан». Исходные данные для расчета представлены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ (фидеры ЗРУ-10)

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)
1	2	3
КТП № 3	Жилой дом 1эт 1кв	5 ед.
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.
	Административное здание	500 м. кв.
КТП № 4	Гаражи	35 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	50 ед.
	Магазины	300 м. кв.
	Жилой дом 2 эт 20кв	5 ед.
КТП № 5	Гаражи	14 ед.
	Магазины	100 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
КТП № 6	Административное здание	1600 м. кв.
	Магазины	100 м. кв.

КТП № 7	Гаражи	10 ед.
	Магазины	150 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
КТП № 8	Школа	1000 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	8 ед.
КТП № 9	Спортзал	4000 м. кв.
КТП № 10	Гаражи	10 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	25 ед.
	Магазины	100 м. кв.
	Жилой дом 2эт 20кв	2 ед.
КТП № 11	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.
КТП № 12	Котельная	1 ед.
	Освещение территории	600 м. кв.
КТП № 13	Гаражи	2 ед.
	Склад (освещение)	200 м. кв.
	Административное здание	190 м. кв.
КТП № 20	Жилой дом 1эт 1кв	2 ед.
	Жилой дом 2эт 40 кв	1 ед.
КТП № 32	Жилой дом 1эт 1кв	14 ед.
	Административное здание	400 м. кв.
КТП № 33	Жилой дом 1эт 1кв	15 ед.
	Магазины	130 м. кв.
КТП № 34	Гаражи	35 ед.
	Жилой дом 5эт 20 кв	2 ед.
КТП № 35	Административное здание	500 м. кв.
	Магазины	100 м. кв.
КТП № 58	Административное здание	500 м. кв.
	Склад (освещение)	300 м. кв.
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.
	Гаражи	5 ед.
КТП № 90	Торговое здание	200 м. кв.
	Жилой дом 1эт 10 кв	3 ед.
	Гаражи	20 ед.

Таблица 3 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ (фидер КРУН-10-1)

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)
КТП № 36	Административное здание	300 м. кв
	Склад (освещение)	1000 м. кв.
	Гаражи	5 ед.
КТП № 2	Административное здание	400 м. кв
	Склад (освещение)	800 м. кв.
КТП № 37	Административное здание	400 м. кв
	Гаражи	2 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	10 ед.

Таблица 4 – Данные о потребителях электроэнергии 0,4 кВ (фидеры КРУН-10-2)

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)
КТП № 38	Гаражи	20 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	30 ед.
	Магазины	150 м. кв.
КТП № 46	Административное здание	450 м. кв.
	Склад (освещение)	150 м. кв.
КТП № 40	Освещение котельной	1000 м. кв.
	Насосы	15 ед.
КТП № 51	Склад (освещение)	300 м. кв.
	Станки деревообрабатывающие	20 ед.
	Административное здание	150 м. кв.
КТП № 41	Школа	800 м. кв.
КТП № 44	Освещение котельной	1200 м. кв.
	Насосы	18 ед.
КТП № 85П	Освещение насосной	100 м. кв.
	Насосы	6 ед.
КТП № 42	Гаражи	20 ед.
	Жилой дом 1эт 1кв	5 ед.
	Магазины	300 м. кв.
	Жилой дом 2 эт 20кв	1 ед.
КТП № 91П	Административное здание	500 м. кв.
КТП № 22	Склад (освещение)	400 м. кв.
	Станки деревообрабатывающие	15 ед.
	Административное здание	200 м. кв.
КТП № 88	Больница	1200 м. кв.
КТП № 25	Административное здание	200 м. кв.
	Освещение территории	1000 м. кв.
КТП № 59	ЖД станция	1000 м. кв.
	Освещение территории	1000 м. кв.
КТП № 79	Административное здание	400 м. кв.
КТП № 80	Административное здание	700 м. кв.
КТП № 31	Освещение котельной	1200 м. кв.
	Насосы	10 ед.
КТП № 54	Гаражи	10 ед.
	Жилой дом 2эт 16кв	4 ед.
	Магазины	100 м. кв.
КТП № 55	Жилой дом 2эт 16кв	6 ед.
	Магазины	200 м. кв.
КТП № 53	Освещение насосной	100 м. кв.
	Насосы	6 ед.
КТП № 28	Телецентр	400 м. кв.

Но основании данных указанных в таблице 2-4 производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной КТП

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид [3]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{\max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где  $P_{\max}$  – наибольшая нагрузка здания из числа питаемых зданий, кВ;

$P_{зdi}$  – расчетная нагрузка зданий питаемых, кВ;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по следующей формуле[3]:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

где  $P_{кв.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру (кВт/кв);

$n_{кв}$  – количество квартир.

В данном случае в зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности [3]:

$$Q_{РЖД} = P_{РЖД} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (3)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для торговых зданий по следующей формуле:

$$P_{Робц} = P_{обц.уд} \cdot M \quad (4)$$

где  $P_{кв,уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

$M$ – площадь помещения ( $m^2$ ).

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot tg \varphi \quad (5)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТП при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, следовательно, коэффициент применяется для зданий торговли [3]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y \quad (6)$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Робщ} \cdot k_y \quad (7)$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Рассмотрим для примера расчет электрической нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №3 ДОО, подробная информация о потребителях представлена в таблице 5:

Таблица 5 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь ( $m^2$ )	$P_{уд}$ (кВт)	$tg\varphi$
КТП № 3 ДОО	Многоквартирный дом (45 кв)	2	-	2,6	0,2
	Жилой дом 1эт 1кв	5	-	8,6	0,2
	Административное здание	1	500	0,25	0,75

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле [3]:

$$P_{PЖД} = P_{кв,уд} \cdot n_{кв} + P_{жд,уд} \cdot n_{кот} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 5 = 277 \quad (9)$$



где  $P_{\text{эсд.уд}}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один жилой дом (кВт/ж.д.);

$n_{\text{кот}}$  – количество жилых домов.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$Q_{\text{РЖД}} = P_{\text{кв.уд}} \cdot n_{\text{кв}} \cdot \text{tg } \varphi + P_{\text{эсд.уд}} \cdot n_{\text{эсд}} \cdot \text{tg } \varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 5 \cdot 0,2 = 55,4 \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

$$P_{\text{Раз}} = P_{\text{аз.уд}} \cdot M = 0,25 \cdot 500 = 125 \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

$$Q_{\text{Раз}} = P_{\text{Раз}} \cdot \text{tg } \varphi = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \quad (12)$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №3 ДООЦ по следующей формуле

$$P_{\text{Р0,4ТП}} = P_{\text{РЖД}} + P_{\text{Раз}} \cdot k_y = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352$$

$$Q_{\text{Р0,4ТП}} = Q_{\text{РЖД}} + Q_{\text{Раз}} \cdot k_y = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{\text{Р0,4ТП}} = \sqrt{P_{\text{Р0,4ТП}}^2 + Q_{\text{Р0,4ТП}}^2} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \quad (13)$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТП.

Определяем значение коэффициента мощности нагрузки:

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q_{\text{Р0,4ТП}}}{P_{\text{Р0,4ТП}}} = \frac{111,65}{352} = 0,32 \quad (14)$$

Коэффициент реактивной мощности имеет низкое значение исходя из этого делаем вывод о нецелесообразности компенсации реактивной мощности на стороне 0,4 кВ КТП.

Аналогично проводится расчет для остальных КТП, результаты приведены в таблицах 6 - 8.

Таблица 6 – Данные о расчетных нагрузках КТП (фидеры ЗРУ-10)

Наименование	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (кВАр)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
КТП № 3	352	111,65	369,28
КТП № 4	868,5	199,92	891,21
КТП № 5	188,4	46,518	194,06
КТП № 6	761	335,23	831,56
КТП № 7	195,5	51,895	202,27
КТП № 8	291,28	103,256	309,04
КТП № 9	200	76	213,95
КТП № 10	387	86,07	396,46
КТП № 11	94,6	18,92	96,473
КТП № 12	125,6	53,9	136,68
КТП № 13	97,6	41,506	106,06
КТП № 20	121,2	24,24	123,6
КТП № 32	121	24,68	123,49
КТП № 33	148,5	26,4	150,83
КТП № 34	107,5	22,97	109,93
КТП № 35	255	117,65	280,83
КТП № 58	348,7	125,55	370,61
КТП № 90	179	53,14	186,72

Таблица 7 – Данные о расчетных нагрузках КТП (фидер КРУН-10-1)

Наименование	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (кВАр)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
КТП № 36	188,5	78,65	204,25
КТП № 2	224	94,32	243,05
КТП № 37	235,8	89,564	252,24

Таблица 8 – Данные о расчетных нагрузках КТП (фидер КРУН-10-2)

Наименование	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (кВАр)	$S_{P0,4ТП}$ (кВА)
КТП № 38	282,5	69,715	290,97
КТП № 46	214,5	91,86	233,34
КТП № 40	215,3	99,2	237,05
КТП № 51	340,3	156,17	374,42
КТП № 41	368	92	379,33
КТП № 44	410,8	212	462,28
КТП № 85П	20,8	10,4	23,255
КТП № 42	168	59,19	178,12
КТП № 91П	230	98,9	250,36
КТП № 22	201,7	87,36	219,81
КТП № 88	552	237,36	600,87
КТП № 25	142	58,56	153,6
КТП № 59	510	216,8	554,17
КТП № 79	184	79,12	200,29
КТП № 80	322	138,46	350,51
КТП № 31	149,7	83,1	171,22
КТП № 54	182,4	45,15	187,9
КТП № 55	279,6	72,42	288,83
КТП № 53	60,8	27,7	66,813
КТП № 28	100	38	106,98

Подробный расчет нагрузок по каждой КТП приведен в приложении, на основании полученных данных проводится выбор силовых трансформаторов их типа и количества. Подробный расчет приведен в приложении А

## 5 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

В данном разделе работы проводится расчет требуемой мощности трансформаторов 10/0,4 кВ с сети с центром питания ПС «Укулан» в связи с реконструкцией

Определение требуемой мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности на шинах 0,4 кВ определенной в предыдущем разделе [2]:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (15)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

$N$  – количество трансформаторов

Для примера проводим определение требуемой мощности трансформаторов устанавливаемых на КТП №3 «ДОЦ»:

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{0,95} = 388,71 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на данной КТП трансформатор типа ТМГ 400/10, с системой естественной циркуляции воздуха и масла.

Трансформаторы серии ТМГ изготавливаются в герметичном баке, полностью заполненном дегазированным маслом в вакуумной камере. Гофрированные баки обеспечивают необходимую поверхность охлаждения без применения съемных охладителей. Отсутствие расширителя и воздушной или газовой подушки исключает контакт масла с окружающей средой, предотвращая тем самым процессы увлажнения, окисления и шламообразования. Благодаря этому масло не меняет своих диэлектрических свойств в течение всего срока службы. Масляные герметичные трансформаторы «Трансформер» разработаны специально для энергоемких потребителей городов. Отличаются компактными размерами и большой

степенью надежности. Внешний вид такого трансформатора представлен на рисунке 5



Рисунок 5 – Внешний вид трансформаторов типа ТМГ

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе [2]:

$$K_z = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{ном} \cdot N} \leq K_z = 0,85 - 0,95 \quad (16)$$

Определяем коэффициент загрузки трансформатора на КТП 3 ДОЦ:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{352^2 + 111,65^2}}{400} = 0,92$$

Определение требуемой мощности трансформаторов на остальных КТП, выбор номинальной мощности, расчет коэффициентов загрузки проводятся по аналогичным формулам, результаты расчета приведены в таблицах 9-11.

Таблица 9 - Выбор трансформаторов для КТП фидеры ЗРУ-10 кВ

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
КТП № 3	369,28	388,72	ТМГ 400/10	1	0,92
КТП № 4	891,21	938,12	ТМГ 1000/10	1	0,89
КТП № 5	194,06	204,27	ТМГ 250/10	1	0,78
КТП № 6	831,56	875,33	ТМГ 1000/10	1	0,83
КТП № 7	202,27	212,92	ТМГ 250/10	1	0,81
КТП № 8	309,04	325,31	ТМГ 400/10	1	0,77
КТП № 9	213,95	142,63	ТМГ 160/10	2	0,67
КТП № 10	396,46	417,33	ТМГ 630/10	1	0,63
КТП № 11	96,473	101,55	ТМГ 160/10	1	0,6
КТП № 12	136,68	143,87	ТМГ 160/10	1	0,85
КТП № 13	106,06	111,64	ТМГ 160/10	1	0,66
КТП № 20	123,6	130,11	ТМГ 160/10	1	0,77
КТП № 32	123,49	129,99	ТМГ 160/10	1	0,77
КТП № 33	150,83	158,77	ТМГ 160/10	1	0,94
КТП № 34	109,93	115,72	ТМГ 160/10	1	0,69
КТП № 35	280,83	295,61	ТМГ 400/10	1	0,7
КТП № 58	370,61	390,12	ТМГ 400/10	1	0,93
КТП № 90	186,72	196,55	ТМГ 250/10	1	0,75

Таблица 10 - Выбор трансформаторов для КТП фидеры КРУН-10-1 кВ

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
КТП № 36	204,25	215	ТМГ 250/10	1	0,82
КТП № 2	243,05	255,84	ТМГ 400/10	1	0,61
КТП № 37	252,24	265,52	ТМГ 400/10	1	0,63

Таблица 11 - Выбор трансформаторов для КТП фидеры КРУН-10-2 кВ

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
1	2	3	4	5	6
КТП № 38	290,97	306,28	ТМГ 400/10	1	0,73
КТП № 46	233,34	245,62	ТМГ 250/10	1	0,93
КТП № 40	237,05	249,53	ТМГ 250/10	1	0,95
КТП № 51	374,42	394,13	ТМГ 400/10	1	0,94
КТП № 41	379,33	399,29	ТМГ 400/10	1	0,95
КТП № 44	462,28	308,19	ТМГ 400/10	2	0,58
КТП № 85П	23,26	24,484	ТМГ 100/10	1	0,23
КТП № 42	178,12	187,49	ТМГ 250/10	1	0,71

## Продолжение таблицы 11

КТП № 91П	250,36	263,54	ТМГ 400/10	1	0,63
КТП № 22	219,81	231,38	ТМГ 250/10	1	0,88
КТП № 88	600,87	400,58	ТМГ 400/10	2	0,75
КТП № 25	153,6	161,68	ТМГ 160/10	1	0,96
КТП № 59	554,17	583,34	ТМГ 630/10	1	0,88
КТП № 79	200,29	210,83	ТМГ 250/10	1	0,8
КТП № 80	350,51	368,96	ТМГ 400/10	1	0,88
КТП № 31	171,22	180,23	ТМГ 250/10	1	0,68
КТП № 54	187,9	197,79	ТМГ 250/10	1	0,75
КТП № 55	288,83	304,03	ТМГ 400/10	1	0,72
КТП № 53	66,81	70,326	ТМГ 100/10	1	0,67
КТП № 28	106,98	112,61	ТМГ 160/10	1	0,67

Коэффициенты загрузки трансформаторов не превышают нормированные значения следовательно расчет выполнен верно.

Технические характеристики трансформаторов типа ТМГ представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Характеристики трансформаторов.

Марка	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
ТМГ – 100/10/0,4	0,27	1,97	4,5	1,6
ТМГ – 160/10/0,4	0,41	2,6	4,5	1,5
ТМГ – 250/10/0,4	0,53	3,7	4,5	1,0
ТМГ – 400/10/0,4	0,8	5,5	4,5	0,8
ТМГ – 630/10/0,4	1,24	7,6	4,5	0,6
ТМГ – 1000/10/0,4	1,6	10,8	4,5	0,5

Далее основываясь на расчетных данных о трансформаторах и об их технических характеристиках, проводим расчет нагрузок на стороне высокого напряжения всех рассматриваемых КТП. Подробный расчет приведен в приложении Б

## 6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Для выбора типа провода питающего КТП, необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ.

При определении расчетной нагрузки на стороне высокого напряжения КТП проводится сложение расчетной нагрузки на стороне низкого напряжения и потерь в трансформаторах. Указанные потери в трансформаторах определяются по следующим формулам [4]:

Активной мощности (кВт):

$$\Delta P_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (17)$$

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (18)$$

Реактивной мощности (кВАр):

$$\Delta Q_m = \left( \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{вн}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (19)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{тнью.м}} + \frac{I_x \cdot S_{тнью.м}}{100} \quad (20)$$

где  $P_n$  - расчетная активная мощность нагрузки на стороне низкого напряжения 0,4 кВ КТП (кВт)

$Q_n$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на стороне низкого напряжения 0,4 кВ КТП (кВАр)

$R$  - расчетное активное сопротивление трансформатора (ом)

$X$  - расчетное реактивное сопротивление трансформатора (ом)

$\Delta P_x$  - номинальные потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)



$\Delta Q_x$  - номинальные потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВАр)

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе КТП 3 ДОЦ:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_3^2 + \Delta P_x = 0,92^2 \cdot 5,5 + 0,8 = 5,46 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_n^2}{100 \cdot S_{\text{тн.о.м}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тн.о.м}}}{100} = \frac{4,5 \cdot 369,28^2}{100 \cdot 400} + \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 18,54 \quad (\text{кВАр})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{5,46^2 + 18,54^2} = 19,3$$

Определяем далее мощность нагрузки на шинах высокого напряжения КТП 3 [4]:

$$P_{P10ТП} = P_{P0,4ТП} + \Delta P_m = 352 + 5,46 = 357,46$$

$$Q_{P10ТП} = Q_{P0,4ТП} + \Delta Q_m = 111,65 + 18,54 = 130,19$$

$$S_{P10ТП} = S_{P0,4ТП} + \Delta S_m = 369,28 + 19 = 388,28$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах КТП рассматриваемого района и определение расчетных мощностей на стороне ВН приведены в таблицах 13-15, Подробный расчет приведен в приложении.

Таблица 13 - Определение расчетных нагрузок КТП фидеры ЗРУ-10 кВ

Наименование КТП	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Полные нагрузочные потери (кВА)	Полная мощность на стороне ВН КТП (кВА)
КТП № 3	5,46	18,54	19,3	388,28
КТП № 4	10,2	40,74	42	933,2
КТП № 5	2,76	9,28	9,68	203,74
КТП № 6	9,07	36,12	37,2	868,8
КТП № 7	2,95	9,86	10,3	212,57
КТП № 8	4,08	13,94	14,5	323,57
КТП № 9	3,14	15,27	15,6	229,54
КТП № 10	4,25	15,01	15,6	412,06
КТП № 11	1,36	5,02	5,2	101,67
КТП № 12	2,31	7,65	7,99	144,67
КТП № 13	1,55	5,56	5,78	111,84
КТП № 20	1,96	6,7	6,98	130,58
КТП № 32	1,96	6,69	6,97	130,46
КТП № 33	2,72	8,8	9,21	160,04
КТП № 34	1,64	5,8	6,03	115,96
КТП № 35	3,51	12,07	12,6	293,4
КТП № 58	5,52	18,65	19,5	390,06
КТП № 90	2,59	8,78	9,15	195,87
Сумма				5346,6

Таблица 14 - Определение расчетных нагрузок КТП фидеры КРУН-10-1 кВ

Наименование КТП	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Полные нагрузочные потери (кВА)	Полная мощность на стороне ВН КТП (кВА)
КТП № 36	3	10,01	10,4	214,7
КТП № 2	2,83	9,85	10,2	253,29
КТП № 37	2,99	10,36	10,8	263,02
Сумма				731,01

Таблица 15 – Определение расчетных нагрузок КТП фидеры КРУН-10-2 кВ

Наименование КТП	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Полные нагрузочные потери (кВА)	Полная мощность на стороне ВН КТП (кВА)
КТП № 38	3,71	12,72	13,3	304,22
КТП № 46	3,75	12,3	12,9	246,2
КТП № 40	3,86	12,61	13,2	250,24
КТП № 51	5,62	18,97	19,8	394,21
КТП № 41	5,75	19,39	20,2	399,55
КТП № 44	5,27	27,24	27,7	490,03

## Продолжение таблицы 15

КТП № 85П	0,38	1,84	1,88	25,142
КТП № 42	2,41	8,21	8,56	186,68
КТП № 91П	2,95	10,25	10,7	261,03
КТП № 22	3,39	11,2	11,7	231,51
КТП № 88	7,81	43,82	44,5	645,38
КТП № 25	2,81	9,04	9,46	163,06
КТП № 59	7,12	25,72	26,7	580,85
КТП № 79	2,9	9,72	10,1	210,44
КТП № 80	5,02	17,02	17,7	368,26
КТП № 31	2,27	7,78	8,1	179,32
КТП № 54	2,62	8,86	9,23	197,13
КТП № 55	3,67	12,59	13,1	301,94
КТП № 53	1,15	3,61	3,79	70,597
КТП № 28	1,57	5,62	5,83	112,81
Сумма				5618,6

Используем полученные данные для дальнейших расчетов. Подробный расчет приведен в приложении В

## 7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС «УКУЛАН»

Определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Укулан» производится суммированием расчетных мощностей всех отходящих фидеров с учетом коэффициента участия в максимуме нагрузки по следующей формуле [4]:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{pi} \quad (21)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{pi} \quad (22)$$

$$S_p = k_y \cdot \sum S_{pi} \quad (23)$$

где  $S_{pi}$  - расчетная полная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

$P_{pi}$  - расчетная активная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

$Q_{pi}$  - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах 10 кВ от каждой КТП

$k_y$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки при количестве трансформаторов более 20, принимается равным 0,7.

$$P_p = 0,7 \cdot (4909,42 + 657,12 + 5008,42) = 7402,47 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,7 \cdot (1763,98 + 292,75 + 2251,96) = 3016,08 \text{ (кВар)}$$

$$S_p = 0,7 \cdot (5346,6 + 731,01 + 5618,6) = 8187,34 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используются для выбора силовых трансформаторов и компенсирующих устройств ПС «Укулан».

## 8 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «УКУЛАН»

Компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на экономические показатели функционирования электрической сети, так как позволяет снизить потери активной мощности и электроэнергии во всех элементах сети.

В данном разделе работы рассматривается расчет мощности компенсирующих устройств требуемых к установке на стороне 10 кВ ПС «Укулан» для уточнения мощности протекающей по питающей ВЛ 35 кВ.

Определяем мощность компенсирующих устройств требуемых к установке на примере ПС «Укулан». Расчет проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [5]:

$$Q_{\text{треб}} = Q_p - P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_s, \quad (24)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  - коэффициент мощности для 35 кВ – 0,4 (согласно приказа министерства промышленности и энергетики)

$$Q_{\text{треб}} = 3016,08 - 7402,47 \cdot 0,4 = 55,09 \text{ (кВАр)}.$$

Далее распределяем мощность компенсирующих устройств на две секции 10 кВ, и определяем мощность на одну секцию:

$$Q_{1c} = \frac{Q_{\text{треб}}}{2} \quad (25)$$

$$Q_{1c} = \frac{55,09}{2} = 27,54 \text{ (кВАр)}.$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на ПС «Укуан» КУ типа КРМ – 10,5 кВ 50 кВАр на каждую секцию 10 кВ

Реактивная мощность которая будет поступать из сети, определяется следующим образом.

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{куфакт}} \cdot \quad (26)$$

$$Q_{\text{неск}} = 3016,08 - 50 \cdot 2 = 2916,08 \text{ (кВАр)}.$$

В данной работе в качестве КУ принимаем устройства типа КРМ номинальным напряжением 10,5 кВ: КРМ - 10,5 кВ (аналог УКЛ 56, УКЛ 57) - установки компенсации реактивной мощности на напряжением 10,5 кВ, частотой 50 Гц, мощностью от 50 кВАр до 50 МВАр, предназначенные для повышения значения коэффициента мощности  $\cos\varphi$  в электрических распределительных трехфазных сетях.

*Технические достоинства:*

- 1) Высоконадежные трехфазные полипропиленовые самовосстанавливающиеся конденсаторы со встроенными предохранителями и разрядными резисторами, сроком службы 150 тыс. часов (более 15 лет), вместо устаревших однофазных, что обеспечивает меньшее число соединений и повышенную надежность установки;
- 2) Расширенный срок гарантии - 2 года с даты ввода в эксплуатацию, послегарантийное обслуживание и сервисная поддержка;
- 3) Усиленные крепления для опорных изоляторов и трансформаторов тока;
- 4) медная ошиновка и использование специальных контактных зубчатых шайб вместо гроверов для предотвращения ослабления шинных соединений;
- 5) Прокладка всех вторичных соединений в гофрокоробах – надежная изоляция от главных цепей;
- 6) Порошковая окраска корпуса;

7) Компактные габариты.

*Применение:*

Конденсаторные установки применяются в электросетях 6,3/10,5 кВ. Компенсация реактивной мощности происходит в ручном режиме путем подключения необходимого числа батарей косинусных конденсаторов. Высоковольтные установки компенсации реактивной мощности производятся на базе косинусных конденсаторов ведущих мировых производителей в корпусах порошковой окраски и имеют срок службы более 15 лет, при техническом ресурсе 150 тыс. часов

## 9 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/10 ПС «УКУЛАН»

В данном разделе работы рассматривается выбор основного силового оборудования устанавливаемого на ПС «Укулан» в связи с полной модернизацией и реконструкцией. В настоящее время на ПС установлены трансформаторы типа ТМН 6300/35 отслужившие свой срок эксплуатации. Выбор числа и мощности трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности осуществляется в зависимости от категорий потребителей подключенных к шинам низкого напряжения. В данном случае в составе нагрузки подстанции нет потребители 1-й категории (только 2-я и 3-я), следовательно число устанавливаемых трансформаторов на подстанции должно быть не менее двух.

Расчетная мощность двух обмоточного трансформатора для подстанции определяется по следующей формуле (кВА) [5]:

$$S_p = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_s)^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (27)$$

где  $S_p$  – расчётная требуемая мощность трансформатора (кВА);

$P_p$  – расчетная активная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого напряжения (кВт);

$Q_s$  – реактивная мощность в зимний период передаваемая соответственно трансформатором в сеть низкого напряжения определенная согласно расчетам по компенсации реактивной мощности. (кВАр);

$n_T$  – число трансформаторов;

$K_3$  – оптимальный коэффициент загрузки для двух трансформаторной ПС (0,7) .

Проверка выбранного трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [5]:



$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_3)^2}}{n_T \cdot S_{Тн.м}} \quad (28)$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_3)^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тн.м}} \quad (29)$$

К послеаварийному режиму работы относится отключение по защите одного из трансформаторов.

Выбираем марку и мощность трансформаторов устанавливаемых на ПС «Укулан» расчетная мощность трансформатора:

$$S_p = \frac{\sqrt{7402,47^2 + 3016,08^2}}{2 \cdot 0,7} = 5709,52 \text{ (МВА)}$$

Выбираем, аналогичный установленному в настоящее время, двух обмоточный трансформатор типа ТМН 6300/35 с номинальной мощностью 6300 кВА, номинальное напряжение высокой стороны 35 кВ низкой стороны 10 кВ. Охлаждение осуществляется принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой. Определяем коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{7402,47^2 + 3016,08^2}}{2 \cdot 6300} = 0,63$$

$$K_3^{авар} = \frac{\sqrt{7402,47^2 + 3016,08^2}}{6300} = 1,26$$

Коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы трансформаторов имеют значения не превышающие предельных. Следовательно данный тип трансформатора принимаем к установке на ПС «Укулан».

## 10 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН, НН ПС «УКУЛАН» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учитывая схему питания ПС «Укулан» в качестве распределительного устройства высокого напряжения на подстанции предполагается его установка по схеме «сдвоенный блок линия – трансформатор с неавтоматической перемычкой и выключателями со стороны трансформаторов» при этом схема является не полноценной т.к. питание осуществляется только по одной ВЛ. Такая схема предполагает возможное подключение дополнительной ВЛ для повышения надежности электроснабжения потребителей в дальнейшем например при росте нагрузки

Принципиальная однолинейная схема подстанции «Укулан» после реконструкции представлена на рисунке 6.

разъединителя может быть включена перемычка для введения в работу отключенного трансформатора и повышения надежности питания потребителей.

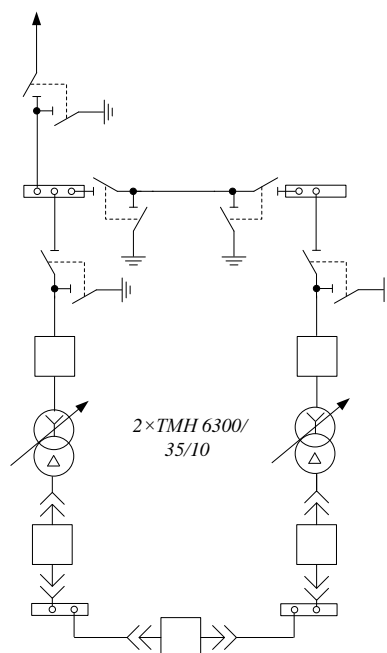


Рисунок 6 – Однолинейная схема подстанции «Укулан» после реконструкции

Данная схема применяется для тупиковых подстанции напряжением 35-220 кВ. При этом на напряжении 10 кВ применяется стандартная схема две секции шин с секционным выключателем. Следует отметить, что после реконструкции на стороне низкого напряжения все фидеры будут получать питание с одного распределительного устройства РУНН, что позволит упростить задачи ремонтов, оперативных переключений и т.д.

Данная схема электроснабжения не обладает высокой надежностью, однако имеет простую конструкцию и наглядность. Данный тип распределительного устройства на стороне высокого и низкого напряжения принят в соответствии с категорией потребителей подключенных к шинам низкого напряжения подстанции, а именно 2, 3 категория.

В нормальном режиме, когда в работе находятся оба трансформатора, каждая секция 10 кВ получает питание от рабочего ввода, при этом секционный выключатель находится в отключенном положении. В случае выхода из строя одного из трансформаторов, например, при ложном действии защиты либо при коротком замыкании, происходит его отключение с двух сторон и одновременно включается секционный выключатель путем работы АВР. Питание обеих секций в дальнейшем осуществляется от одного трансформатора.

## 11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора и проверки электрических аппаратов и проводников на станциях и подстанциях. Значения периодической составляющей тока КЗ  $I_{по}$ , периодической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{пт}$ , аperiodической составляющей тока КЗ в момент отключения  $I_{ат}$  в заданной точке необходимо для проверки коммутационной способности выключателя, значение ударного тока КЗ  $I_{уд}$  необходимо для проверки электродинамической стойкости коммутационных аппаратов и трансформаторов тока.

Расчет проводится для выбора и проверки оборудования на РУ ПС «Укулан». Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 7.

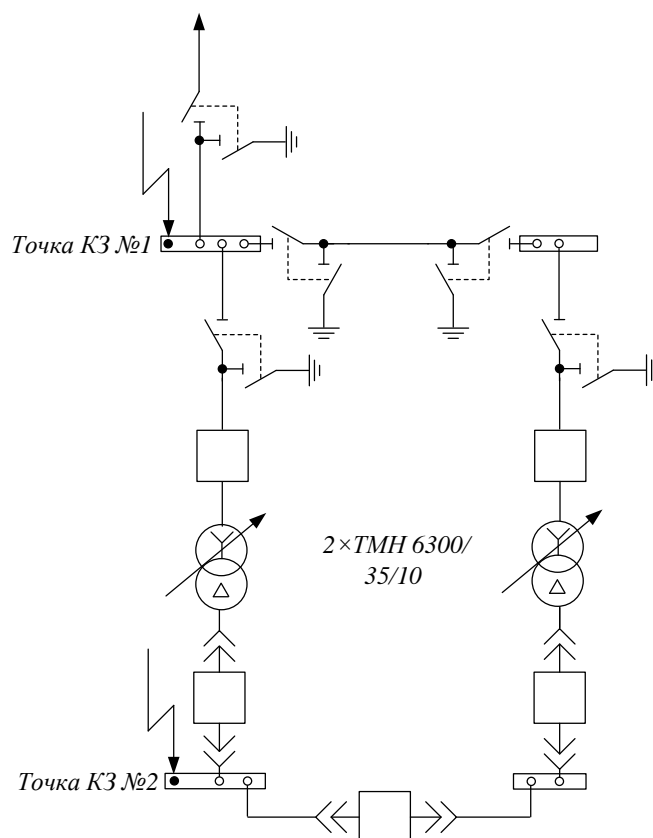


Рисунок 7 – Выбор расчетных точек места короткого замыкания.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим на примере электрически наиболее удаленной от источника питания точки короткого замыкания №2 (шины 10 кВ) ПС «Укулан», расчет проводится с применением метода относительных единиц.

Сопротивление энергосистемы определяем по отключающей способности выключателей 35 кВ установленных на источнике питания в данном случае это ПС «ТДЭС» 110/35/10.

Схема замещения для расчета токов КЗ относительно точек 1, 2 представлена на рисунке 8.

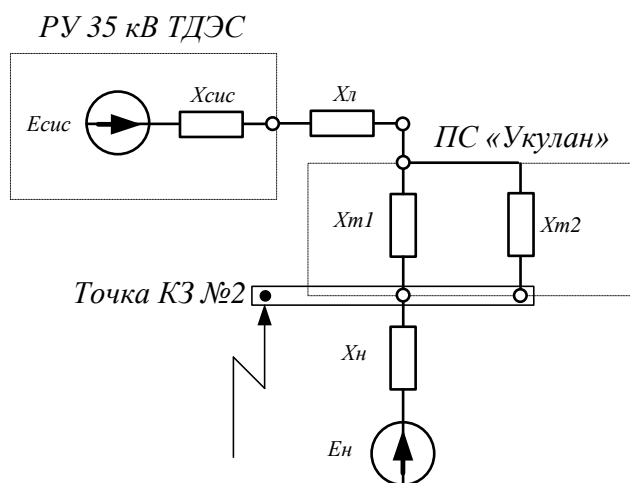


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания в точке 2.

Принимаем базисные условия: базисная мощность для удобства расчетов равна номинальной мощности силовых трансформаторов установленных на ПС «Укулан» [3]::

$$1) S_B = 6,3 \text{ (МВА)},$$

Принимаем значения базисных напряжений из среднего ряда напряжений:

$$2) \text{ На стороне 35 (кВ) } U_{б35} = 37,$$

3) На стороне 10 (кВ)  $U_{\delta 10} = 10,5$

4) ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на каждой ступени номинального напряжения и рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (30)$$

где  $I_{\delta}$ ,  $U_{\delta}$  – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\delta 35} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,1 \text{ (кА)}$$

$$I_{\delta 10} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,35 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет индуктивных сопротивлений элементов в относительных единицах приведенных к базисным условиям (о.е.):

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ ПС «ТДЭС»:

$$X_{\text{сис}} = \frac{S_{\delta}}{S_{\text{кз}}} \quad (31)$$

$$X_{\text{сис}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,37} = 0,02$$

где  $S_{\text{кз}}$  – мощность короткого замыкания определяемая по отключаемой способности выключателей на шинах 35 кВ ПС «ТДЭС» 110/35/10, согласно исходным данным:

Сопротивление ВЛ ПС «ТДЭС» 110/35/10 – ПС «Укулан» 35/10:

$$X_{л} = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (32)$$

где  $x_0$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

$L$  – протяженность ВЛ (км)

$$X_{л} = 0,4 \cdot 12 \cdot \frac{6,3}{37^2} = 0,02 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивления двух обмоточных трансформаторов установленных на ПС «Укулан» по следующей формуле (о.е.):

$$X_{т1} = \frac{u_{к1}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном1}} \quad (33)$$

$$X_{т1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{6,3}{6,3} = 0,075 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{т2} = X_{т1} = 0,075$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (в режиме максимальных нагрузок) с учетом расчетов по компенсации реактивной мощности на шинах низкого напряжения ПС «Укулан»:

$$X_{н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н}} \quad (34)$$

где  $S_{н}$  – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{н} = 0,35 \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н1}} = 0,35 \cdot \frac{6,3}{\sqrt{7,4^2 + 3,02^2}} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

После определения значений всех сопротивлений схемы замещения приступаем к ее сворачиванию относительно точки короткого замыкания №2.

Последовательное преобразование схемы представлено на рисунках 9 - 11.

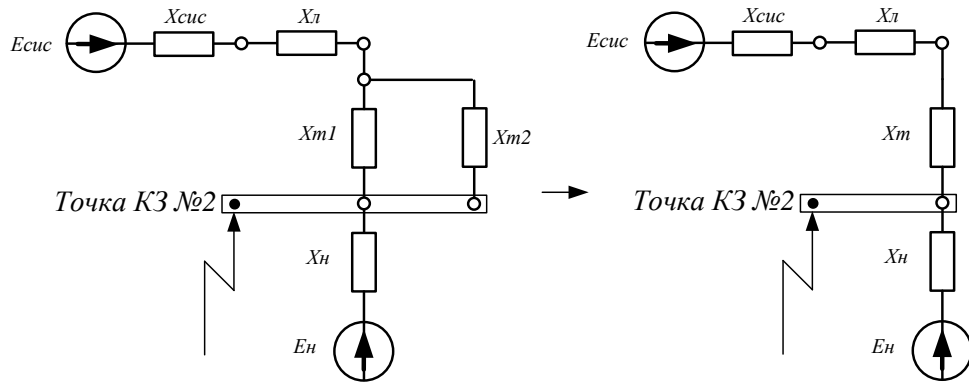


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения шаг 1

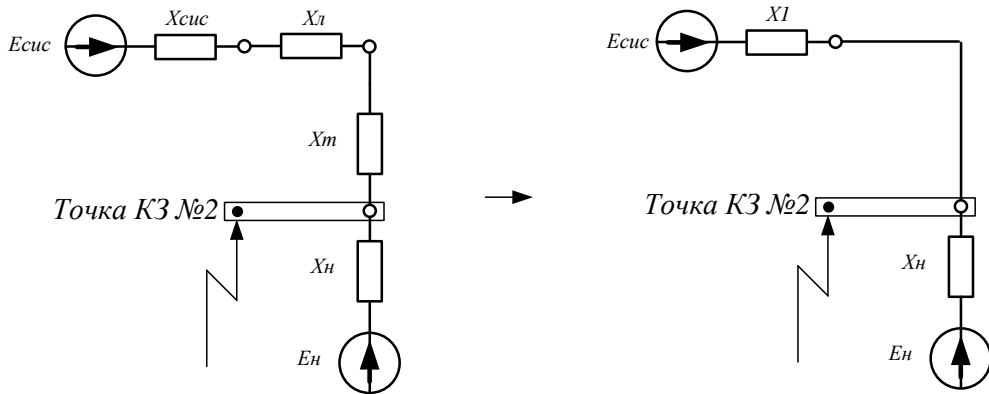


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения шаг 2

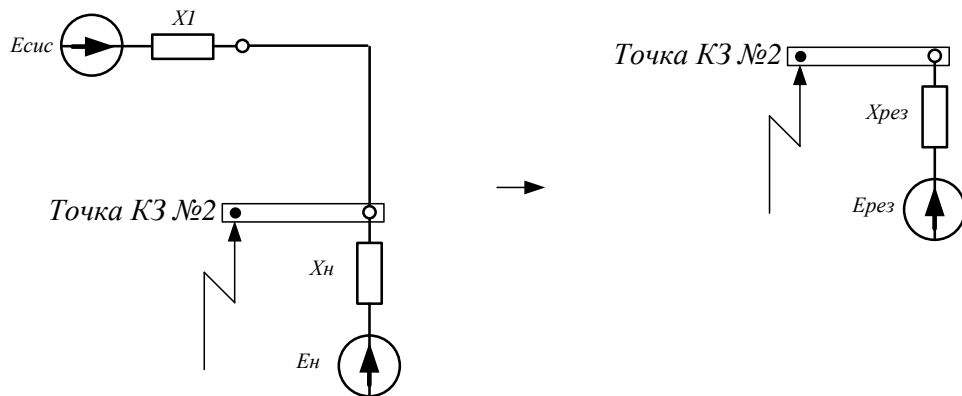


Рисунок 11 – Результирующая схема

Рассчитываем значения сопротивлений и ЭДС после преобразования:

$$X_{\tau} = X_{\tau 1} \cdot 0,5 = 0,075 \cdot 0,5 = 0,038$$



$$X1 = X_T + X_L + X_{\text{сис}} = 0,038 + 0,02 + 0,02 = 0,078$$

$$X_{\text{рез}} = \frac{X1 \cdot X_H}{X1 + X_H} = \frac{0,078 \cdot 0,28}{0,078 + 0,28} = 0,06$$

$$E_{\text{рез}} = \frac{E_{\text{сис}} \cdot X_H + E_H \cdot X1}{X_H + X1} = \frac{1 \cdot 0,28 + 0,85 \cdot 0,078}{0,28 + 0,078} = 0,98$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчетной точке №2:

$$I_{no} = \frac{E_{\text{рез}}}{X_{\text{рез}}} \cdot I_{\sigma 10} = \frac{0,98}{0,06} \cdot 0,35 = 5,71 \text{ (кА)}$$

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяем как:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} \quad (35)$$

где  $I_{at}$  – апериодическая составляющая тока КЗ (кА)

$I_{no}$  – периодическая составляющая тока КЗ в начальный момент времени (кА)

$T_{OB}$  – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,5 сек.

$Ta$  – постоянная времени для данной точки короткого замыкания.

Определяем значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{OB}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 5,71 \cdot e^{-\frac{0,5}{0,03}} = 0,01 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно определить по справочным данным, принимаем равной:

$$Ta = 0,03$$

Значение ударного тока короткого замыкания для расчетной точки КЗ определяется как (кА):

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (36)$$

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 5,71 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 13,86 \text{ (кА)}$$

По приведенному выше алгоритму проводим расчет тока так же в расчетной точке №1, результаты расчетов приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}$ (кА)	$I_{at}$ (кА)	$I_{y\delta}$ (кА)
1	3,58	0,02	8,69
2	5,71	0,01	13,86

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах, при выборе оборудования и определении уставок защит на ПС «Укулан».

## 12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

Выбор оборудования на ПС «Укулан» ведется на основе данных расчета токов КЗ, выбранной схемы РУ, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции.

Также для выбора оборудования РУ подстанции «Укулан» необходимы данные о максимальных рабочих токах. Значения максимальных рабочих токов на подстанции приведены в таблице.

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, ВЧЗ, ОПН, жесткая ошиновка.

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «Укулан»:

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

где  $S_n$  – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_n$  – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН мощность силового трансформатора удваивается:

$$I_{m35} = \frac{2 \times 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 207,8 \text{ (А)}$$

Для стороны НН:

$$I_{m10} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (А)}$$

Таблица 17 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «Укулан»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
35	207,8
10,5	346,41

## 12.1 Выбор выключателей 35 кВ

Выбор выключателей на стороне 35 кВ подстанции «Укулан».

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (37)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (38)$$

Напряжение сети 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки на ПС «Укулан» элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35.

Выключатели элегазовые баковые наружной установки серии ВГБЭ-35 предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также для работы в стандартных циклах при АПВ в сетях трёхфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц с номинальным напряжением 35 кВ. Выключатели могут работать в широком диапазоне климатических условий: от районов Крайнего Севера (нижнее рабочее значение температуры окружающей среды  $-60^{\circ}\text{C}$ ) до районов с тропическим климатом (верхнее рабочее значение температуры  $+55^{\circ}\text{C}$ ).

Выбранный выключатель 35 кВ проверяется на коммутационную способность, электродинамическую стойкость, термическую стойкость.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (39)$$

где  $I_{тер}$  - ток термической стойкости;

$t_{тер}$  - время термической стойкости,

$B_k$  - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (40)$$

где  $I_{пр.скв}$  - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$  - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение  $B_k$  можно определить по формуле [8]:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (41)$$

где  $I_{но}$  - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$  - время отключения выключателя (сек);

$T_a$  - постоянная времени.

На примере точки короткого замыкания №1:

$$B_{к1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a1}) = 3,58^2 \cdot (0,5 + 0,03) = 6,79$$

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 18:

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	207,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	12,5	3,58	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	35	8,69	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	12,5	3,58	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, $I_a$ (кА)	12,456	0,02	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ , $I_{уд}$ (кА)	35	8,69	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	468,75	6,79	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

### 12.2 Выбор выключателей 10 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВРС-10-630-20У3.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 19:

Таблица 19 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	630	346,41	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	20	5,71	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	13,86	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	20	5,71	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, $I_a$ (кА)	8,48	0,01	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	51	13,86	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	1200	17,28	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

### 12.3 Выбор разъединителей 35 кВ.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но отсутствует проверка на коммутационную способность, разъединители не предназначены для размыкания цепей под нагрузкой, только отключение зарядных токов и токов намагничивания.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РГНП-35/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки с полимерной изоляцией), номинальный рабочий ток 1000 А.

Управление главными контактными ножами разъединителей и заземлителями может осуществляться как электродвигательными приводами ПД-14 УХЛ1, так и ручными приводами ПРГ-5 и ПРГ-5Б УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	207,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	80	8,69	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	2790,35	6,79	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

#### 12.4 Выбор высокочастотного заградителя связи

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, по модулированным высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или гроз тросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

По номинальному напряжению выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1,

Сравнение основных данных заградителя с расчетными показаны в таблице 21.

Таблица 21 – Выбор и проверка заградителя 35 кВ

Номинальные параметры заградителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	207,9	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток КЗ $I_{кз}$ (кА)	10	3,58	$I_{кз} \geq I_{по}$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$ (кА)	25,5	8,69	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$

Высокочастотный заградитель типа ВЗ - 400 УХЛ1 проходит по всем показателям его принимаем к установке

### 12.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Ограничители перенапряжений выполнены как одноколонковые аппараты опорного типа вертикальной установки. Для присоединения фазного провода и заземляющего провода, ограничители имеют стандартную пластину на верхнем фланце и болт заземления на нижнем. Металлические фланцы закреплены на корпусе ограничителя и герметизированы полимерным компаундом.

Метало оксидные резисторы с высоко нелинейной вольтамперной характеристикой запрессованы в оболочки из полимерного материала и в виде однотипных элементов последовательно соединены внутри общего корпуса.

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.



## 12.6 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10/11-10(І) Сравнение параметров приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,35	6,06	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

## 12.7 Выбор трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока принимается как можно ближе к рабочему току установки. Трансформатор тока проверяется на электродинамическую и термическую стойкость, а также по величине нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (42)$$

Сопротивление контактов принимается равным  $r_k = 0,1$  Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (43)$$

где  $\rho = 0,0283$  (Ом·мм<sup>2</sup>)/м – удельное сопротивление алюминия;

$l$  - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается 60 м, для РУ 10 кВ так же - 60 м;

$F$  - сечение соединительного провода,  $F = 4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{пров} = \frac{S_{np}}{I_2^2} \quad (44)$$

где  $S_{np}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток трансформатора тока,  $I_2=1\text{А}$ .

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс фирмы Эльстер Метроника «Альфа 1800». Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 24, 25.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 35  $S_{np}=1,62 \text{ ВА}$ .

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 10 кВ  $S_{np} = 0,62$  ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 35 кВ:

$$Z_{2.110} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока 10 кВ:

$$Z_{2.10} = r_{пров} + r_{приб} + r_{к} = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 35 кВ ТОЛ-35 II-I У1, с номинальным током 300 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	300	207,8	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	63	8,69	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \times t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	13872	6,79	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2 ном}$ (Ом)	20	2,43	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТОЛ-СЭЩ-10 с номинальным током первичной обмотки 400 А. Сравнение параметров приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	400	346,41	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$ , $I_{уд}$ (кА)	52	13,86	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА <sup>2</sup> с)	3675	17,28	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2ном}$ (Ом)	1,2	1,15	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

### 12.8 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются: по напряжению установки, по конструкции и схеме соединения, по классу точности, по вторичной нагрузке.

$$S_{2ном} \geq S_2 \quad (45)$$

где  $S_{2ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2$  - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 28.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 35 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	2	4
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Принимаем на стороне 35 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-35.

Таблица 29 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	18 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем

Выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ.

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения при-  
веден в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанций

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	Delta +	11	1
Счетчик РЭ			
Сумма			15

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 31 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагруз- ка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	15 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ 10 кВ ПС  
«Укулан».

## 12.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

В качестве типа оперативного тока принимаем переменный трехфазный ток напряжением 0,4 кВ.

Состав потребителей собственных нужд электрических подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения. Кроме того, сюда входят устройства обогрева выключателей, шкафов КРУ, приводов разъединителей. Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузкам с учётом коэффициентов загрузки и одновременности. При упрощённом расчёте можно по ориентировочным данным определить основные нагрузки собственных нужд подстанции. Расчётная нагрузка потребителей ПС «Укулан» приведены в таблице 32:

Таблица 32 – Расчетная нагрузка потребителей С.Н. ПС «Укулан»

Вид потребителя	Расчетная мощность (кВА)
Приводы выключателей	6,48
Приводы разъединителей	3,15
Обогрев приводов выключателей, разъединителей	1,6
Обогрев КРУ 10 кВ	8,0
Освещение коридора КРУ 10 кВ	1,0
Освещение ячеек 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35 кВ	4,0
Полная мощность нагрузки	25,03

По расчетной мощности электроприемников С.Н. определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Укулан»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онм}} = \frac{25,06}{2 \cdot 0,7} = 17,9 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на ПС «Укулан» в качестве источников переменного оперативного тока два сухих трансформатора типа ТСЗ 25/10/0,4 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформаторы имеют сухое защищенное исполнение.

#### 12.10 Выбор гибкой ошиновки

В качестве гибкой ошиновки принимаем голый провод марки АС – 120/19 такого же сечения как и питающая ВЛ, проверка ошиновки 35 кВ по условиям протекания токов короткого замыкания не требуется

#### 12.10 Выбор жестких шин на напряжении 10 кВ

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения ПС «Укулан». Максимальный рабочий ток в данном РУ составляет 346,41 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 80 × 6 мм (4.8 см<sup>2</sup>), длительно допустимый ток составляет 1630А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см<sup>2</sup>).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{17,28}}{91} = 0,2 \quad (46)$$

где  $B_k$  – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

$C$  - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность, определяем пролет при условии, что частота собственных колебаний составит более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (47)$$

где  $J$  – момент инерции шины (см<sup>3</sup>×см).

$q$  - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см<sup>2</sup>)

Момент инерции определяется по формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)} \quad (48)$$

Принимаем пролет между изоляторами 0,9 м

Определяем наибольшее удельное усилие при трехфазном коротком замыкании

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{13860^2}{0,4} = 83,18 \text{ (Н/м)} \quad (49)$$

где  $i_{y\partial}$  – ударный ток короткого замыкания в РУ 10 кВ ПС «Укулан» (А).

$a$  - расстояние между фазами 0,4 (м).

Определяем момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3) \quad (50)$$

Определяем напряжение в шине при протекании ударного тока короткого замыкания:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\partial}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{13860^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 1,05 \text{ (МПа)} \quad (51)$$

Современные материалы - сплавы из которых изготавливаются сборные шины для распределительных устройств, выдерживают напряжение равное 63 МПа, при этом расчетное напряжение менее данного значения, следовательно, расчет проведен верно.



## 13 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

В данном разделе бакалаврской работы проводится выбор типа и сечения проводников в распределительной сети 10 кВ с центром питания ПС «Укулан» в республике «Якутия». Сечения в данном случае ВЛ, выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой: по термической стойкости от воздействия токов короткого замыкания; по допустимой потере напряжения при нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему длительно допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым :

$$I_{расч} \leq I_{длит} \quad (52)$$

где  $I_{расч}$  – расчетный ток нагрузки на рассматриваемом участке РЭС;

В данной работе рассматривается полная замена голого провода которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод номинальным напряжением 10 кВ. Рассмотрим преимущества данного типа проводника:

1) Резкое снижение (до 80 %) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надежностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей, т.к. исключены короткие замыкания из-за схлестывания при вибрационной пляске проводов, обрывы из-за падения деревьев, гололедообразования и налипания снега.

2) Уменьшение затрат на монтаж ВЛИ, связанное с вырубкой более узкой просеки в лесной местности, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс, возможностью совместной подвески на уже существующих ВЛ низкого, высокого напряжения и линиях связи.

3) Снижение потерь энергии в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.

4) Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и как следствие сокращение сроков ремонта и монтажа.

5) Высокая пожаробезопасность ВЛИ, связанная с исключением коротких замыканий при схлестывании фазных проводников и применением грозозащитных устройств.

6) Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.

7) Значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

Рассмотрим подробно расчет сечения данного проводника

Расчетный ток на участке ВЛ определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (53)$$

где  $S_p$  – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим расчет сечения ВЛ на примере участка РУ 10 кВ «Укулан» КТП №37 «ГУП ГАГ» (старый фидер №5 «АГРЭ»), определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества трансформаторов и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае на этом участке находятся следующие КТП : 36,2,37, формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \Sigma S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (54)$$

$$I_p = \frac{0,85 \cdot (214,7 + 253,29 + 263,02)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,16$$

Для данного значения подбираем соответствующее сечение провода. Принимаем СИП-3 3×16 с длительно допустимым током 100 А. Аналогично проводится выбор марки и сечения линий на остальных участках, для простоты монтажа такого провода его сечение принимаем одинаковым для всего фидера, результаты расчета приведены в таблице 33:

Таблица 33 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Фидер	$S_p$ (кВА)	Сечение СИП-3	$I_p$ (А)	$I_{до}$ (А)	Условие проверки
«Синегорье»	209,16	3×25	115,01	130	$115,1 \leq 130$
«АГРЭ»	621,25	3×16	34,16	100	$34,16 \leq 100$
«МПС»	1573,6	3×16	85,5	100	$85,5 \leq 100$
«Карьер»	732,53	3×16	40,28	100	$40,28 \leq 100$
«Слюда»	2800,2	3×35	153,96	160	$153,96 \leq 160$
«База»	514,08	3×16	29,26	100	$29,26 \leq 100$
«Вермикулит»	1055,44	3×16	50,03	100	$50,03 \leq 100$

Сечения проводов выбраны верно тк условие неравенства соблюдается, далее проводится проверка выбранных проводников по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

## 14 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости. При расчете токов короткого замыкания при одинаковом сечении линии на протяжении всего участка смысл имеет определение токов в ближайших точках те на шинах высокого напряжения первых от РУ 10 кВ КТП где ток будет наибольшим.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения КТП 7 (фидер «Вермикулит») в точке КЗ, схема замещения представлена на рисунке 12.

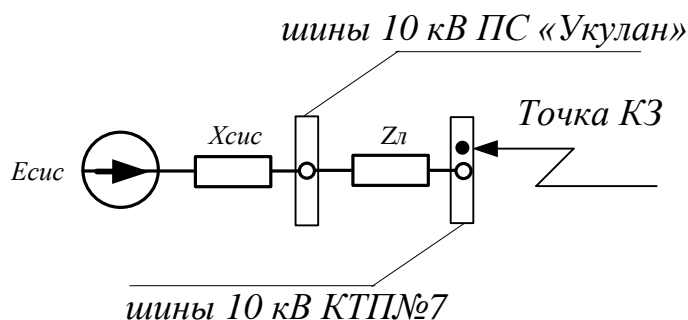


Рисунок 12 – Схема замещения участка сети

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (55)$$

где  $I_{кз}$  – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Укулан», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Укулан».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (56)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (57)$$

где  $x_0, r_0$  - удельное реактивное и активное сопротивление провода СИП-3, Ом/км;

$L$  – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (58)$$

Определяем сопротивление системы для нашего случая:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,71} = 1,06 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 0,6 = 0,048 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 2,44 \cdot 0,6 = 1,46 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \text{ (Ом)} \quad (59)$$

$$X_p = 1,06 + 0,048 = 1,108 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 1,46$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{1,46^2 + 1,108^2}} = 3,3 \text{ (кА)}$$

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{1,108}{1,46 \cdot 314} = 0,002$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,3 \cdot \left( 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) = 4,74 \text{ (кА)}$$

Полученное значение тока короткого замыкания сравнивается с допустимым значением для данного сечения:

$$I_{по} \leq I_{доп}$$

$$3,31 \leq 1,5$$

Условие не выполняется следовательно принимаем на данном участке СИП-3 сечением 35 мм<sup>2</sup> с номинальным значением тока короткого замыкания 3,4 кА.

Результаты расчета остальных участков сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Полное сопротивление до точки КЗ (Ом)	Ток короткого замыкания (кА)	Требуемое сечение
<i>Шины ВН КТП №7</i>	1,833	3,31	3×35
<i>Шины ВН КТП №11</i>	3,611	1,68	3×25
<i>Шины ВН КТП №33</i>	1,36	4,45	3×50
<i>Шины ВН КТП №38</i>	3,34	1,81	3×25
<i>Шины ВН КТП №36</i>	1,09	5,53	3×50
<i>Шины ВН КТП №88</i>	2,47	2,45	3×35
<i>Шины ВН КТП №31</i>	2,87	2,11	3×35

Таким образом, все сечения пересмотрены в сторону увеличения с целью соответствия токам короткого замыкания. Подробный расчет приведен в приложении, далее проводим проверку сечений по допустимой потере напряжения.

## 15 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Потеря напряжения на рассматриваемом участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (60)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление СИП-3, Ом/км;

$x_0$  – реактивное сопротивление СИП-3, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ «Укулан» до наиболее удаленной для данного фидера КТП №80:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 16,74 \cdot 0,65 \cdot (2,45 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{6300} = 0,62 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше допустимого значения 5%, следовательно сечение кабеля выбрано верно, для остальных участков проводится аналогичный расчет результаты сведены в таблицу 35:

Таблица 35 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Участок до наиболее удаленной КТП	Протяженность участка (км)	Потеря напряжения (%)
«Синегорье»	3,17	7,65
«АГРЭ»	0,4	0,15
«МПС»	3,05	4,0
«Карьер»	1,83	1,13
«Слюда»	4,04	9,5
«База»	3,1	1,9
«Вермикулит»	1,86	1,07

Таким образом два фидера «Синегорье» и «Слюда» не проходят проверку по допустимой потере напряжения следовательно для них принимаем СИП-3 большего сечения: соответственно  $3\times 50$  и  $3\times 70$ , повторная проверка потери напряжения показывает значения соответственно 4,18% и 5,0%. Подробный расчет приведен в приложении.



## 16 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТМН 6300/35

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторах ТМН 6300/35 ПС «Укулан».

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках проводим расчет дифференциальной микропроцессорной защиты для защиты от токов при внешних КЗ, и для резервирования действия защиты от внутренних повреждений – максимальной токовой защиты; для защиты от токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

Так же проводим выбор газового реле с действием на сигнал или отключение для защиты от внутренних повреждений трансформатора.

### 16.1 Дифференциальная защита

Данная защита устанавливается на Т1,2 (ТМН 6300/35) Защиту трансформатора выполняем на терминале RET 521.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала RET 521. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1nt} \geq I_{тн\text{ю}m} \quad (61)$$

где  $I_{тн\text{ю}m}$  – номинальный ток  $i$  стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ  $K_{та}$ .

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2nt} = \frac{I_{тн\text{ю}m i}}{K_{та}} \quad (62)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (63)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (64)$$

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

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon$  – полная относительная погрешность ТТ,  $\varepsilon = 0,1$  о.е.;

$\Delta U_{рег}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора,  $\Delta U_{рег} = 0,02$  о.е.;

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч,  $\Delta f_{выр} = 0,02$  о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{но.мтт} \cdot K_{10}}{I_{тно.мі}} \geq \frac{I_{КЗВНмакс}}{I_{тно.мі}} \quad (65)$$

где  $I_{но.мтт}$  – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

$K_{10}$  – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (66)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают  $I_{скв} = 3$ ,  $K_{пер} = 1,5$ ,  $K_{пер} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (67)$$

Значения  $I_{d\min}$  и  $K_{Т1}$  при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{вн} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,9 \text{ (A)}$$

$$I_{нн} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,41 \text{ (A)}$$

$$I_{2вн} = \frac{103,9 \cdot 5}{150} = 3,46 \text{ (A)}$$

$$I_{2нн} = \frac{346,41 \cdot 5}{400} = 4,81 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{нер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{омс} \cdot (K_{нер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Тормозные характеристики защиты на базе RET 521.

№ тормозной характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т.расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаем значением  $I_{\text{Трасч}^*} = 2,58$  для характеристики №3 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 0,81 - 0,7}{0,81 - 2,58} = 0,61$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4 и принимаем  $I_{\text{Трасч}^*} = 2,25$ .

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,343 \leq 0,4$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

### **16.2 Газовая защита**

В данном разделе рассматриваемая газовая защита устанавливается на Т1,2 (ТМН 6300/35) ПС «Укулан». Газовая защита устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширители. Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более.

Газовая защита получила широкое распространение в качестве весьма чувствительной защиты от внутренних повреждений трансформаторов. Повреждения трансформатора, возникающие внутри его корпуса, сопровождаются электрической дугой или нагревом деталей, что приводит к разложению масла и изоляционных материалов и образованию летучих газов. Будучи легче масла, эти газы поднимаются в расширитель, который является самой высокой частью трансформатора и имеет сообщение с атмосферой. При интенсивном газообразовании, при значительных повреждениях, бурно расширяющиеся газы создают сильное давление, под влиянием которого масло в кожухе трансформатора приходит в движение, перемещаясь в сторону расширителя.

Таким образом, образование газов в кожухе трансформатора и движение масла в сторону расширителя могут служить признаком повреждения внутри трансформатора. Эти признаки используются для выполнения специ-

альной защиты при помощи газовых реле, реагирующих на появление газа и движения масла. Газовое реле устанавливается в специальной трубе, соединяющей корпус трансформатора с расширителем так, чтобы через него проходили газ и поток масла, устремляющиеся в расширитель при повреждениях в трансформаторе. В трубе предусмотрена задвижка, которая закрывает ее автоматически при срабатывании газовой защиты, предотвращая поступление масла из расширителя в бак поврежденного трансформатора (для ограничения пожара в баке). В качестве газового реле применяем реле «Бухгольца» ВФ-80

### 16.3 Защита от перегрузки

Перегрузка трансформаторов обычно бывает симметричной. Поэтому защита от перегрузки выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на ток одной фазы. Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов (автотрансформаторов).

Ток срабатывания защиты от перегрузки Т1,2 (ТМН 6300/35) (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_{омс}}{k_{г}} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 103,9 = 136,39 \text{ (А)} \quad (68)$$

где  $k_{омс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,0

$k_{г}$  – коэффициент возврата токового реле

Ток срабатывания реле Т1,2 (ТМН 6300/35):

$$I_{CPT1} = \frac{\sqrt{3} \cdot 136,39}{(150/5)} = 7,87$$

### 16.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах. На понижающих трансформаторах мощностью более 1

МВА МТЗ с минимальным или комбинированным пуском по напряжению используется для защиты от внешних междуфазных КЗ. Время срабатывания МТЗ может оказывать влияние на выбор основной защиты трансформаторов мощностью от 1 до 6,3 МВА.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ Т1,2 (ТМН6300/35 ):

$$I_{CЗТ1} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_\epsilon} \cdot I_{номВНТ1} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 103,9 = 233,77 \text{ (А)} \quad (69)$$

где  $k_i$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$  – коэффициент самозапуска принимается равным 1,5;

$$k_u = \frac{I^{(3)}_\kappa}{I_{CЗ}} = \frac{5,71 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{233,77} = 5,8 \quad (70)$$

Ток срабатывания реле (Т1):

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 233,77}{(150/5)} = 13,49 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

## 17 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Как и воздушные, трансформаторы необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением перенапряжений и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ и мощностью до 2500 кВА можно отнести следующие:

- 1) однофазные короткие замыкания между витками одной фазы;
- 2) однофазные короткие замыкания на землю;
- 3) междуфазные короткие замыкания в обмотках;
- 4) междуфазные короткие замыкания на вводах;
- 5) внутренние повреждения («пожар в стали» магнитопровода).

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку высоковольтных вставок - предохранителей.

Плавкие предохранители предназначены для автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока (номинального тока вставки). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать оборудование при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при перегрузке. Именно поэтому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и других электроприемников.

Вновь вводимые трансформаторы будем защищать с помощью установки плавких предохранителей типа ППН-10, которые встраиваются в выключатели нагрузки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был предложен вариант модернизации системы электроснабжения с центром питания ПС «Укулан» города Томмот Республики Якутия. В качестве технического решения, обеспечивающего повышение надежности электроснабжения, была предложена замена устаревшего оборудования на более современное. В процессе выполнения данной работы, был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого участка РЭС, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Укулан».. Выполнен расчет защиты силового трансформатора.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.

17 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

18 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

19 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

20 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

21 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет нагрузок 0,4 кВ**

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
КТП № 3	Жилой дом 1эт 1кв	5 ед.	8,6	0,2
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.	2,6	0,2
	Административное здание	500 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 4	Гаражи	35 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 1эт 1кв	50 ед.	8,6	0,2
	Магазины	300 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 2 эт 20кв	5 ед.	3,9	0,2
КТП № 5	Гаражи	14 ед.	0,1	0,62
	Магазины	100 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.	8,6	0,2
КТП № 6	Административное здание	1600 м. кв.	0,46	0,43
	Магазины	100 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 7	Гаражи	10 ед.	0,1	0,62
	Магазины	150 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.	8,6	0,2
КТП № 8	Школа	1000 м. кв.	0,25	0,38
	Жилой дом 1эт 1кв	8 ед.	8,6	0,2
КТП № 9	Спортзал	4000 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 10	Гаражи	10 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 1эт 1кв	25 ед.	8,6	0,2
	Магазины	100 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 2эт 20кв	2 ед.	3,9	0,2
КТП № 11	Жилой дом 1эт 1кв	11 ед.	8,6	0,2
КТП № 12	Котельная	1 ед.		
	Освещение территории	600 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 13	Гаражи	2 ед.	0,1	0,62
	Склад (освещение)	200 м. кв.	0,05	0,38
	Административное здание	190 м. кв.	0,46	0,43
КТП № 20	Жилой дом 1эт 1кв	2 ед.	8,6	0,2
	Жилой дом 2эт 40 кв	1 ед.	2,6	0,2
КТП № 32	Жилой дом 1эт 1кв	14 ед.	8,6	0,2
	Административное здание	400 м. кв.	0,46	0,43
КТП № 33	Жилой дом 1эт 1кв	15 ед.	8,6	0,2
	Магазины	130 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 34	Гаражи	35 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 5эт 20 кв	2 ед.	2,6	0,2
КТП № 35	Административное здание	500 м. кв.	0,46	0,43

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
	Магазины	100 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 58	Административное здание	500 м. кв.	0,46	0,43
	Склад (освещение)	300 м. кв.	0,05	0,38
	Жилой дом 1эт 1кв	20 ед.	8,6	0,2
	Гаражи	5 ед.	0,1	0,62
КТП № 90	Торговое здание	200 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 1эт 10 кв	3 ед.	4,9	0,2
	Гаражи	20 ед.	0,1	0,62

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
КТП № 36	Административное здание	300 м. кв	0,46	0,43
	Склад (освещение)	1000 м. кв.	0,05	0,38
	Гаражи	5 ед.	0,1	0,62
КТП № 2	Административное здание	400 м. кв	0,46	0,43
	Склад (освещение)	800 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 37	Административное здание	400 м. кв	0,46	0,43
	Гаражи	2 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 1эт 1кв	10 ед.	8,6	0,2

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
КТП № 38	Гаражи	20 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 1эт 1кв	30 ед.	8,6	0,2
	Магазины	150 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 46	Административное здание	450 м. кв	0,46	0,43
	Склад (освещение)	150 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 40	Освещение котельной	1000 м. кв.	0,05	0,38
	Насосы	15 ед.		
КТП № 51	Склад (освещение)	300 м. кв	0,05	0,38
	Станки деревообрабатывающие	20 ед.		
	Административное здание	150 м. кв	0,46	0,43
КТП № 41	Школа	800 м. кв	0,46	0,25
КТП № 44	Освещение котельной	1200 м. кв.	0,05	0,38
	Насосы	18 ед.		
КТП № 85П	Освещение насосной	100 м. кв.	0,05	0,38
	Насосы	6 ед.		
КТП № 42	Гаражи	20 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 1эт 1кв	5 ед.	8,6	0,2

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
	Магазины	300 м. кв.	0,25	0,75
	Жилой дом 2 эт 20кв	1 ед.	3,9	0,2
КТП № 91П	Административное здание	500 м. кв	0,46	0,43
КТП № 22	Склад (освещение)	400 м. кв	0,05	0,38
	Станки деревообрабатывающие	15 ед.		
	Административное здание	200 м. кв	0,46	0,43
КТП № 88	Больница	1200 м. кв	0,46	0,43
КТП № 25	Административное здание	200 м. кв	0,46	0,43
	Освещение территории	1000 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 59	ЖД станция	1000 м. кв	0,46	0,43
	Освещение территории	1000 м. кв.	0,05	0,38
КТП № 79	Административное здание	400 м. кв	0,46	0,43
КТП № 80	Административное здание	700 м. кв	0,46	0,43
КТП № 31	Освещение котельной	1200 м. кв.	0,05	0,38
	Насосы	10 ед.		
КТП № 54	Гаражи	10 ед.	0,1	0,62
	Жилой дом 2эт 16кв	4 ед.	2,6	0,2
	Магазины	100 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 55	Жилой дом 2эт 16кв	6 ед.	2,6	0,2
	Магазины	200 м. кв.	0,25	0,75
КТП № 53	Освещение насосной	100 м. кв.	0,05	0,38
	Насосы	6 ед.		
КТП № 28	Телецентр	400 м. кв	0,25	0,38

Наименование	Потребитель	Рсум	Qсум	Scум
КТП № 3	Жилой дом 1эт 1кв	352	111,65	369,2827
	Жилой дом эт 45кв			0
	Административное здание			0
КТП № 4	Гаражи	868,5	199,92	891,2128
	Жилой дом 1эт 1кв			0
	Магазины			0
	Жилой дом 2 эт 20кв			0
КТП № 5	Гаражи	188,4	46,518	194,0579
	Магазины			0
	Жилой дом 1эт 1кв			0
КТП № 6	Административное здание	761	335,23	831,5649
	Магазины			0

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
КТП № 7	Гаражи	195,5	51,895	202,2705
	Магазины			0
	Жилой дом 1эт 1кв			0
КТП № 8	Школа	291,28	103,256	309,0402
	Жилой дом 1эт 1кв			0
КТП № 9	Спортзал	200	76	213,9533
КТП № 10	Гаражи	387	86,07	396,4556
	Жилой дом 1эт 1кв			0
	Магазины			0
	Жилой дом 2эт 20кв			0
КТП № 11	Жилой дом 1эт 1кв	94,6	18,92	96,47345
КТП № 12	Котельная	125,6	53,9	136,6769
	Освещение территории			0
КТП № 13	Гаражи	97,6	41,506	106,059
	Склад (освещение)			0
	Административное здание			0
КТП № 20	Жилой дом 1эт 1кв	121,2	24,24	123,6002
	Жилой дом 2эт 40 кв			0
КТП № 32	Жилой дом 1эт 1кв	121	24,68	123,4913
	Административное здание			0
КТП № 33	Жилой дом 1эт 1кв	148,5	26,4	150,8284
	Магазины			0
КТП № 34	Гаражи	107,5	22,97	109,9267
	Жилой дом 5эт 20 кв			0
КТП № 35	Административное здание	255	117,65	280,8318
	Магазины			0
КТП № 58	Административное здание	348,7	125,55	370,6137
	Склад (освещение)			0
	Жилой дом 1эт 1кв			0
	Гаражи			0
КТП № 90	Торговое здание	179	53,14	186,7213
	Жилой дом 1эт 10 кв			
	Гаражи			

Наименование	Потребитель	Рсум	Qсум	Scум
КТП № 36	Административное здание	188,5	78,65	204,25
	Склад (освещение)			0
	Гаражи			0
КТП № 2	Административное здание	224	94,32	243,0479
	Склад (освещение)			0
КТП № 37	Административное здание	235,8	89,564	252,2367
	Гаражи			0
	Жилой дом 1эт 1кв			0

Наименование	Потребитель	Рсум	Qсум	Scум
КТП № 38	Гаражи	282,5	69,715	290,975

Наименование	Потребитель	Количество (шт.)	Руд	tg
	Жилой дом 1эт 1кв			0
	Магазины			0
КТП № 46	Административное здание	214,5	91,86	233,342
	Склад (освещение)			0
КТП № 40	Освещение котельной	215,3	99,2	237,0543
	Насосы			0
КТП № 51	Склад (освещение)	340,3	156,17	374,4238
	Станки деревообрабатывающие			0
	Административное здание			0
КТП № 41	Школа	368	92	379,3257
КТП № 44	Освещение котельной	410,8	212	462,2777
	Насосы			0
КТП № 85П	Освещение насосной	20,8	10,4	23,25511
	Насосы			0
КТП № 42	Гаражи	168	59,19	178,122
	Жилой дом 1эт 1кв			0
	Магазины			0
	Жилой дом 2 эт 20кв			0
КТП № 91П	Административное здание	230	98,9	250,3622
КТП № 22	Склад (освещение)	201,7	87,36	219,806
	Станки деревообрабатывающие			0
	Административное здание			0
КТП № 88	Больница	552	237,36	600,8692
КТП № 25	Административное здание	142	58,56	153,601
	Освещение территории			0
КТП № 59	ЖД станция	510	216,8	554,1681
	Освещение территории			0
КТП № 79	Административное здание	184	79,12	200,2897
КТП № 80	Административное здание	322	138,46	350,507
КТП № 31	Освещение котельной	149,7	83,1	171,2183
	Насосы			0
КТП № 54	Гаражи	182,4	45,15	187,905
	Жилой дом 2эт 16кв			0
	Магазины			0
КТП № 55	Жилой дом 2эт 16кв	279,6	72,42	288,8266
	Магазины			0
КТП № 53	Освещение насосной	60,8	27,7	66,81265
	Насосы			0
КТП № 28	Телецентр	100	38	106,9766

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
КТП № 3	369,28	388,72	ТМГ 400/10	1	0,9232
КТП № 4	891,21	938,12	ТМГ 1000/10	1	0,89121
КТП № 5	194,06	204,27	ТМГ 250/10	1	0,77624
КТП № 6	831,56	875,33	ТМГ 1000/10	1	0,83156
КТП № 7	202,27	212,92	ТМГ 250/10	1	0,80908
КТП № 8	309,04	325,31	ТМГ 400/10	1	0,7726
КТП № 9	213,95	142,63	ТМГ 160/10	2	0,668594
КТП № 10	396,46	417,33	ТМГ 630/10	1	0,629302
КТП № 11	96,473	101,55	ТМГ 160/10	1	0,602956
КТП № 12	136,68	143,87	ТМГ 160/10	1	0,85425
КТП № 13	106,06	111,64	ТМГ 160/10	1	0,662875
КТП № 20	123,6	130,11	ТМГ 160/10	1	0,7725
КТП № 32	123,49	129,99	ТМГ 160/10	1	0,771813
КТП № 33	150,83	158,77	ТМГ 160/10	1	0,942688
КТП № 34	109,93	115,72	ТМГ 160/10	1	0,687063
КТП № 35	280,83	295,61	ТМГ 400/10	1	0,702075
КТП № 58	370,61	390,12	ТМГ 400/10	1	0,926525
КТП № 90	186,72	196,55	ТМГ 250/10	1	0,74688

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
КТП № 36	204,25	215,00	ТМГ 250/10	1	0,817
КТП № 2	243,05	255,84	ТМГ 400/10	1	0,607625
КТП № 37	252,24	265,52	ТМГ 400/10	1	0,6306

Наименование КТП	Расчетная полная мощность (кВА)	Требуемая мощность трансформатора (кВА)	Тип трансформатора	Количество	Коэффициент загрузки
1	2	3	4	5	6
КТП № 38	290,97	306,28	ТМГ 400/10	1	0,727425
КТП № 46	233,34	245,62	ТМГ 250/10	1	0,93336



1	2	3	4	5	6
КТП № 40	237,05	249,53	ТМГ 250/10	1	0,9482
КТП № 51	374,42	394,13	ТМГ 400/10	1	0,93605
КТП № 41	379,33	399,29	ТМГ 400/10	1	0,948325
КТП № 44	462,28	308,19	ТМГ 400/10	2	0,57785
КТП № 85П	23,26	24,48	ТМГ 100/10	1	0,2326
КТП № 42	178,12	187,49	ТМГ 250/10	1	0,71248
КТП № 91П	250,36	263,54	ТМГ 400/10	1	0,6259
КТП № 22	219,81	231,38	ТМГ 250/10	1	0,87924
КТП № 88	600,87	400,58	ТМГ 400/10	2	0,751088
КТП № 25	153,6	161,68	ТМГ 160/10	1	0,96
КТП № 59	554,17	583,34	ТМГ 630/10	1	0,879635
КТП № 79	200,29	210,83	ТМГ 250/10	1	0,80116
КТП № 80	350,51	368,96	ТМГ 400/10	1	0,876275
КТП № 31	171,22	180,23	ТМГ 250/10	1	0,68488
КТП № 54	187,9	197,79	ТМГ 250/10	1	0,7516
КТП № 55	288,83	304,03	ТМГ 400/10	1	0,722075
КТП № 53	66,81	70,33	ТМГ 100/10	1	0,6681
КТП № 28	106,98	112,61	ТМГ 160/10	1	0,668625

ПРИЛОЖЕНИЕ В Определение расчетных нагрузок 10 кВ

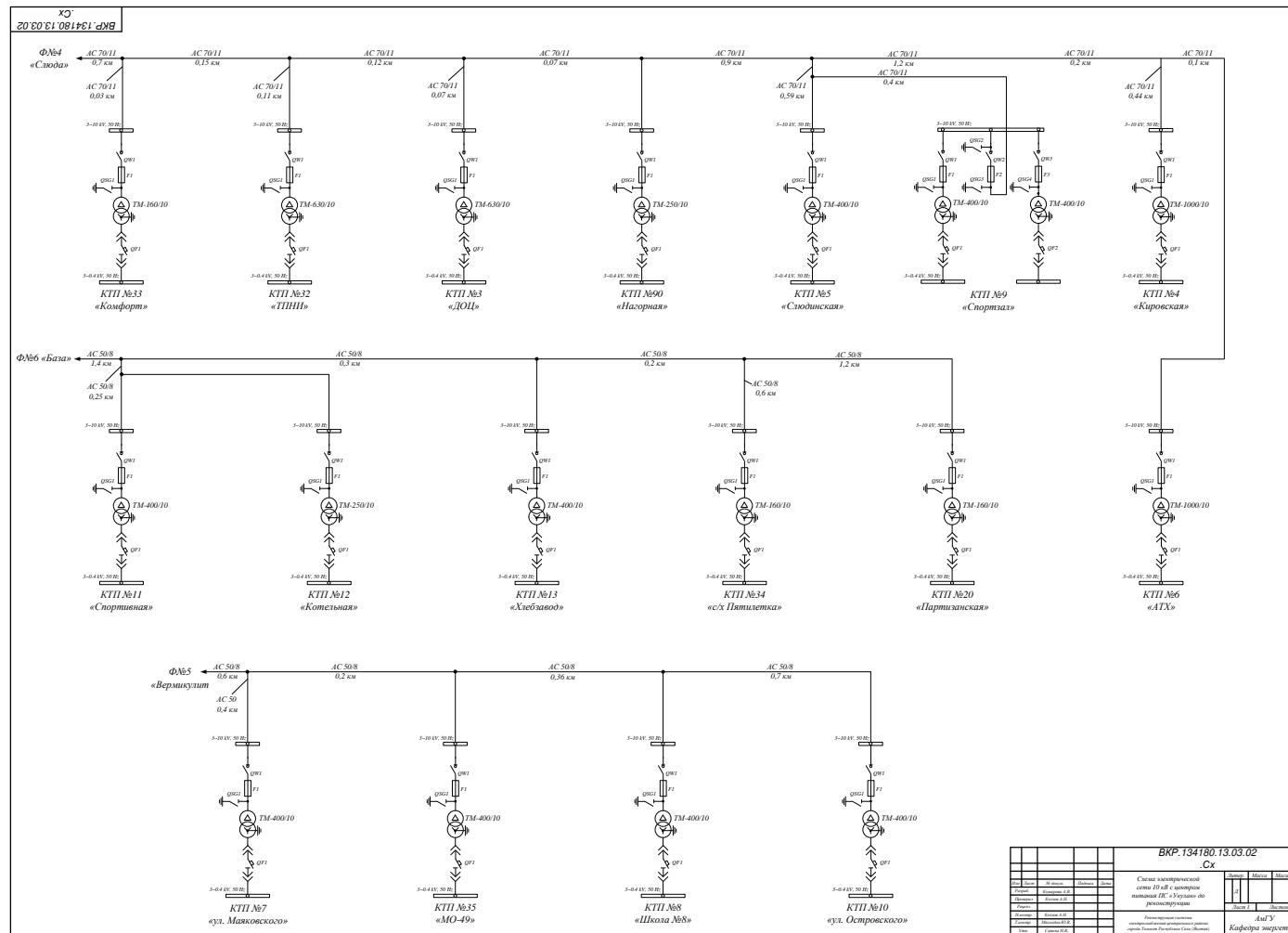
Наименование КТП	dP	Dq	Ds	Sp10	P0,4	Q0,4	P10	Q10
КТП № 3	5,49	18,54	19,34	388,62	352,00	111,65	357,49	130,19
КТП № 4	10,18	40,74	41,99	933,20	868,50	199,92	878,68	240,66
КТП № 5	2,76	9,28	9,68	203,74	188,40	46,52	191,16	55,80
КТП № 6	9,07	36,12	37,24	868,80	761,00	335,23	770,07	371,35
КТП № 7	2,95	9,86	10,30	212,57	195,50	51,90	198,45	61,76
КТП № 8	4,08	13,94	14,53	323,57	291,28	103,26	295,36	117,20
КТП № 9	3,14	15,27	15,59	229,54	200,00	76,00	203,14	91,27
КТП № 10	4,25	15,01	15,60	412,06	387,00	86,07	391,25	101,08
КТП № 11	1,36	5,02	5,20	101,67	94,60	18,92	95,96	23,94
КТП № 12	2,31	7,65	7,99	144,67	125,60	53,90	127,91	61,55
КТП № 13	1,55	5,56	5,78	111,84	97,60	41,51	99,15	47,07
КТП № 20	1,96	6,70	6,98	130,58	121,20	24,24	123,16	30,94
КТП № 32	1,96	6,69	6,97	130,46	121,00	24,68	122,96	31,37
КТП № 33	2,72	8,80	9,21	160,04	148,50	26,40	151,22	35,20
КТП № 34	1,64	5,80	6,03	115,96	107,50	22,97	109,14	28,77
КТП № 35	3,51	12,07	12,57	293,40	255,00	117,65	258,51	129,72
КТП № 58	5,52	18,65	19,45	390,06	348,70	125,55	354,22	144,20
КТП № 90	2,59	8,78	9,15	195,87	179,00	53,14	181,59	61,92

Наименование КТП	dP	Dq	Ds	Sp10	P0,4	Q0,4	P10	Q10
КТП № 36	3,00	10,01	10,45	214,70	188,50	78,65	191,50	88,66
КТП № 2	2,83	9,85	10,24	253,29	224,00	94,32	226,83	104,17
КТП № 37	2,99	10,36	10,78	263,02	235,80	89,56	238,79	99,92

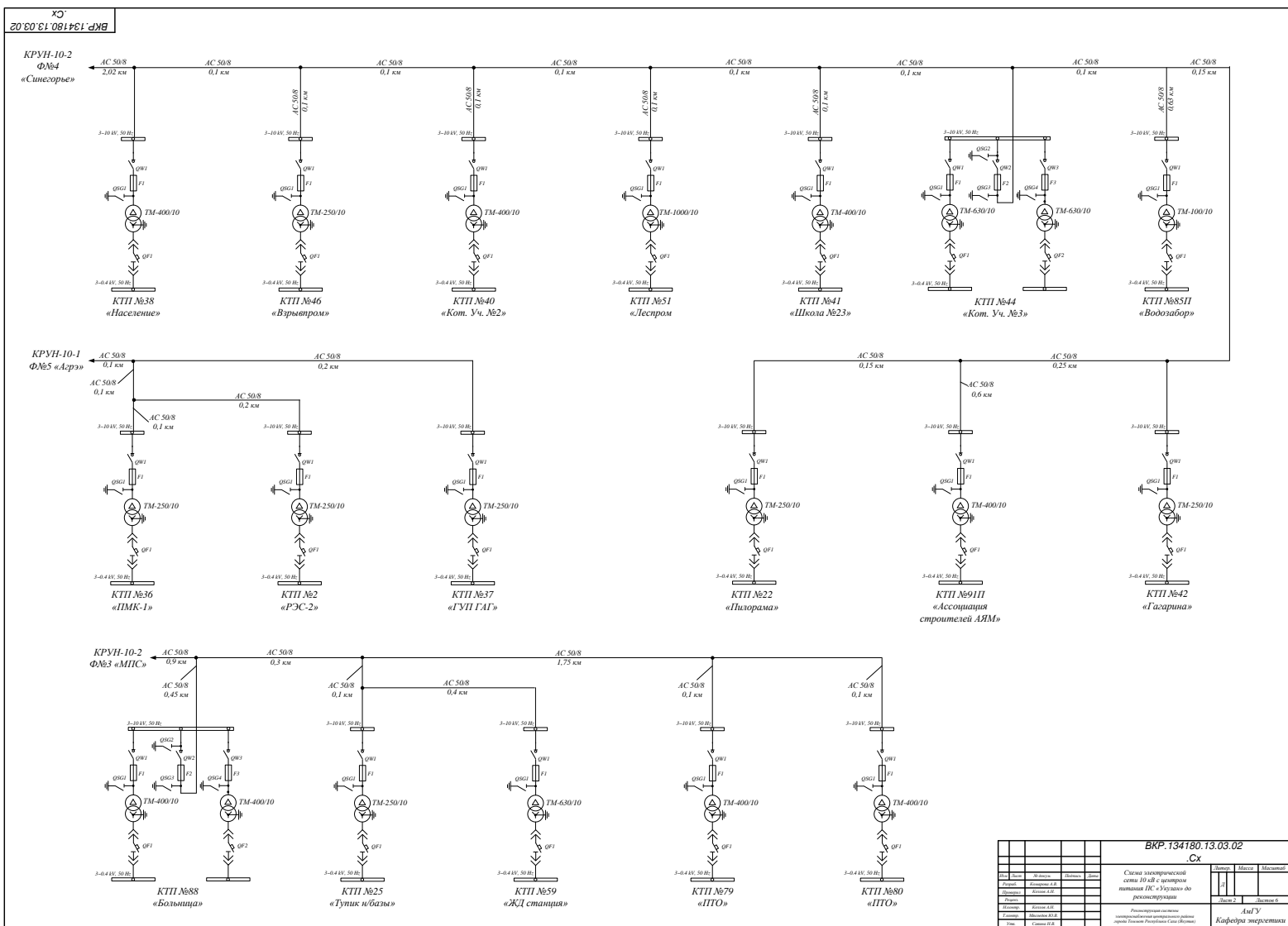
Наименование КТП	dP	Dq	Ds	Sp10	P0,4	Q0,4	P10	Q10
1	2	3	4	5	6	7	8	9
КТП № 38	3,71	12,72	13,25	304,22	282,50	69,72	286,21	82,44
КТП № 46	3,75	12,30	12,86	246,20	214,50	91,86	218,25	104,16
КТП № 40	3,86	12,61	13,19	250,24	215,30	99,20	219,16	111,81
КТП № 51	5,62	18,97	19,79	394,21	340,30	156,17	345,92	175,14
КТП № 41	5,75	19,39	20,22	399,55	368,00	92,00	373,75	111,39
КТП № 44	5,27	27,24	27,75	490,03	410,80	212,00	416,07	239,24
КТП № 85П	0,38	1,84	1,88	25,14	20,80	10,40	21,18	12,24
КТП № 42	2,41	8,21	8,56	186,68	168,00	59,19	170,41	67,40

1	2	3	4	5	6	7	8	9
КТП № 91П	2,95	10,25	10,67	261,03	230,00	98,90	232,95	109,15
КТП № 22	3,39	11,20	11,70	231,51	201,70	87,36	205,09	98,56
КТП № 88	7,81	43,82	44,51	645,38	552,00	237,36	559,81	281,18
КТП № 25	2,81	9,04	9,46	163,06	142,00	58,56	144,81	67,60
КТП № 59	7,12	25,72	26,68	580,85	510,00	216,80	517,12	242,52
КТП № 79	2,90	9,72	10,15	210,44	184,00	79,12	186,90	88,84
КТП № 80	5,02	17,02	17,75	368,26	322,00	138,46	327,02	155,48
КТП № 31	2,27	7,78	8,10	179,32	149,70	83,10	151,97	90,88
КТП № 54	2,62	8,86	9,23	197,13	182,40	45,15	185,02	54,01
КТП № 55	3,67	12,59	13,11	301,94	279,60	72,42	283,27	85,01
КТП № 53	1,15	3,61	3,79	70,60	60,80	27,70	61,95	31,31
КТП № 28	1,57	5,62	5,83	112,81	100,00	38,00	101,57	43,62

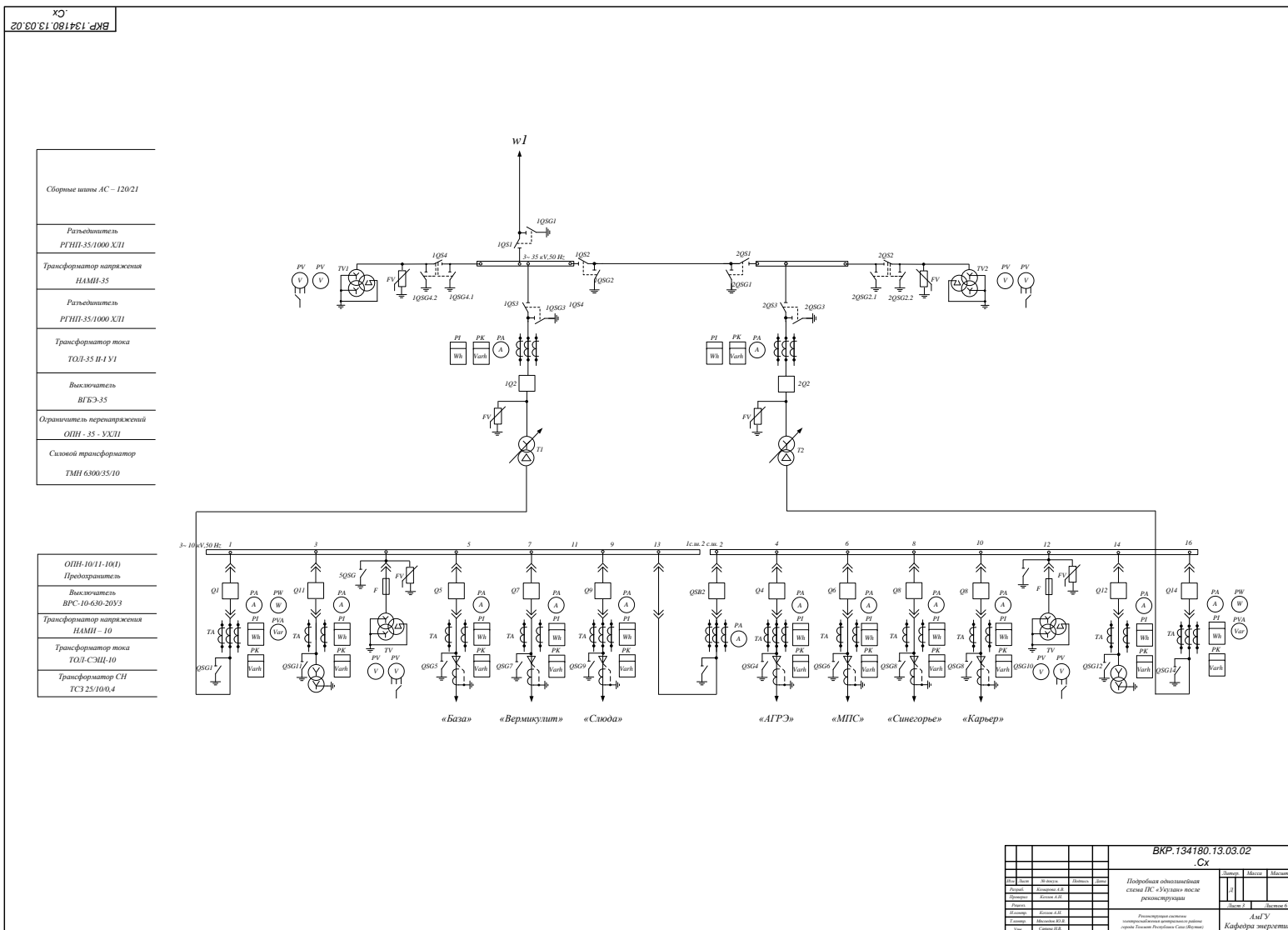
# ПРИЛОЖЕНИЕ Г



# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

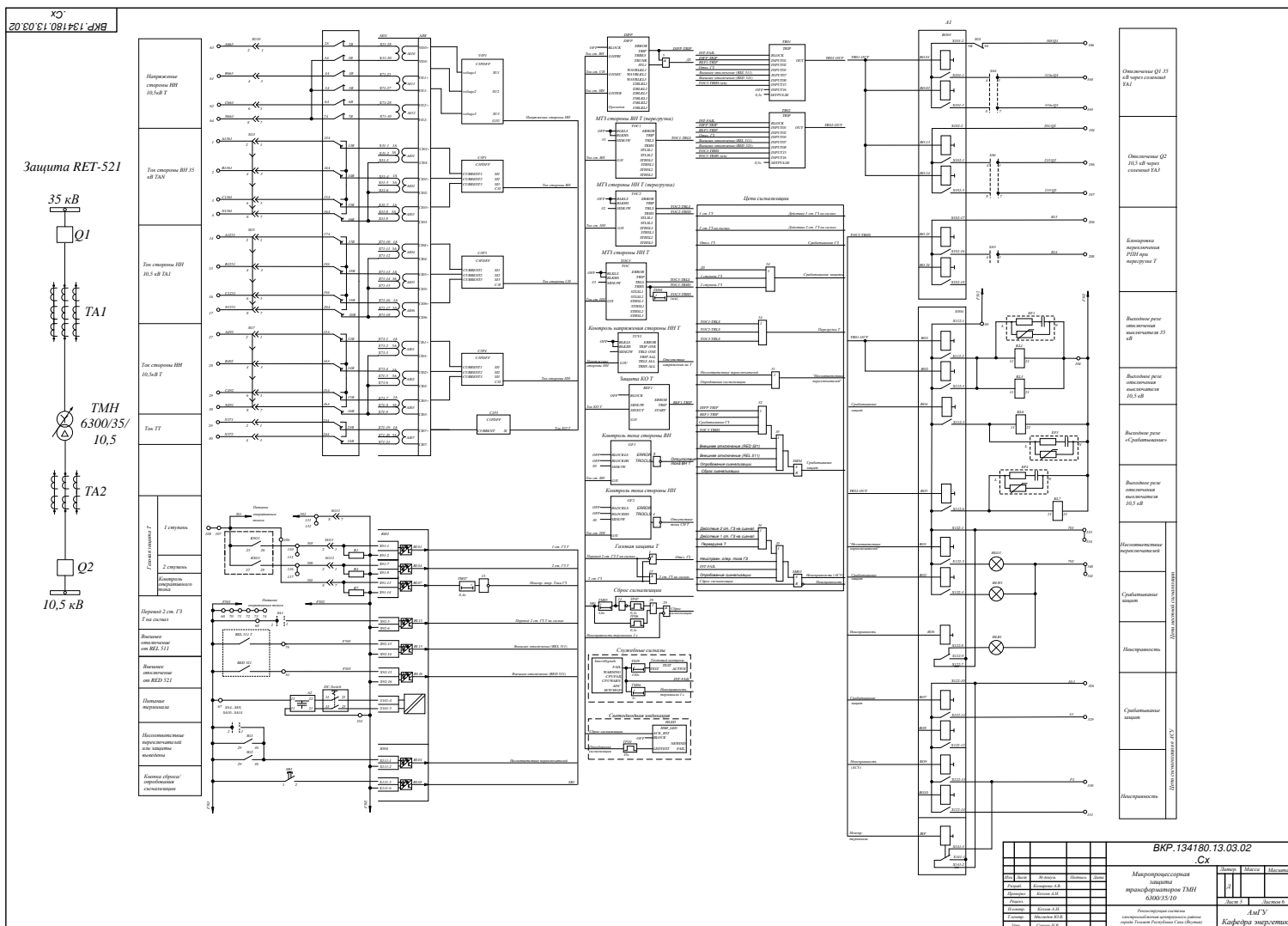


# ПРИЛОЖЕНИЕ Е





# ПРИЛОЖЕНИЕ 3





# ПРИЛОЖЕНИЕ И

