

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ


И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 17 » 06 _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения северо-западного микрорайона города Мирный в Республике Саха (Якутия)

Исполнитель
студент группы 542-об4


_____ 14.06.2019
подпись, дата

В.И. Суханов

Руководитель
доцент


_____ 14.06.2019 г.
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук


_____ 14.06.2019
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 17.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг


Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Суханова Вячеслава Игоревича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения северо-западного микрорайона города Мирный в Республике Саха (Якутия)

(утверждено приказом от 04.04.2019 № 759-УЗ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 04.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план объекта, план микрорайона. Удмуртливо - справочная литература, ГИУ, ГОСТы


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

Характеристика реконструируемого района, расчет электрических нагрузок, выбор числа и мощности трансформаторов, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения. (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План северо-западного микрорайона города Мирный, Защита линии ВЛ; Электрическая схема 10/0,4кВ; Схема размещения и заземления подстанции Мирной

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

7. Дата выдачи задания 05.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Трофимко П. П., доцент 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 135 страниц, 11 рисунков, 25 таблиц, 33 использованных источника, 3 приложения.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Задачей данной выпускной квалификационной работы было проведение реконструкции системы электроснабжения северо-западной части (микрорайона) города Мирный Республики Саха (Якутия). Был описан реконструируемый район, а также рассчитаны нагрузки коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий, определена надёжность работы подстанции «Мирный». Произведен расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 10 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты отходящих линий и трансформаторов. Рассмотрены правила техники безопасности при производстве пусконаладочных и монтажных работ; рассчитана экономическая часть и дана экономическая оценка проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткая характеристика реконструируемого района	9
1.1 Физико-географическое описание г. Мирный	9
1.2 Климатическая характеристика района	10
1.2.1 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии	11
2 Расчет электрических нагрузок	12
2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей	12
2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий	12
2.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения	14
2.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей	16
2.3 Расчёт осветительной нагрузки	18
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ	19
3 Распределительная сеть 0,4 кВ	21
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	21
3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ	21
3.3 Определение потерь мощности, напряжения и энергии в сетях 0,4 кВ	23
4 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ	26
4.1 Выбор схемы и конструкции ТП	28
5 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	30
5.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	30
5.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ	31
5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	31
6 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ	34
6.1 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ	34
6.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ	34
7 Расчет токов короткого замыкания	36

7.1	Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ	39
7.2	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ	44
7.3	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	49
8	Выбор и проверка электрических аппаратов	52
8.1	Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ	52
8.2	Выбор и проверка оборудования на 10 кВ	54
8.2.1	Выбор комплектных распределительных устройств	54
8.2.2	Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУН-59	54
8.2.3	Выбор и проверка разъединителей	56
8.2.4	Выбор трансформатора тока	57
8.2.5	Выбор трансформатора напряжения	62
8.2.6	Выбор и проверка предохранителей	64
8.2.6.1	Предохранители для трансформатора собственных нужд.	64
8.2.7	Выбор жестких шин	64
8.2.8	Выбор опорных изоляторов	66
8.3	Выбор и проверка оборудования на 35 кВ	68
8.3.1	Выбор трансформаторов на подстанции	68
8.3.2	Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ	70
8.3.3	Выбор и проверка разъединителя	74
8.3.4	Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ	75
8.3.5	Выбор ограничителей перенапряжения	77
9	Релейная защита и автоматика	80
9.1	Защита линий 10 кВ	80
9.2	Защита трансформатора	85
10	Молниезащита и заземление подстанции «Мирный»	94
10.1	Расчет заземления подстанции «Мирный»	94
10.2	Расчет молниезащиты ОРУ	99
10.3	Расчет грозоупорности ВЛ	101
11	Организационно-экономическая часть	109
11.1	Исходные данные	109

11.2 Расчет капитальных вложений в СЭС	110
11.3 Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт	115
11.4 Расчет потерь электрической энергии	116
11.5 Расчет численности рабочих	119
11.6 Расчет заработной платы	122
11.7 Расчет взносов в Пенсионный фонд РФ, фонд социального страхования РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования вместо единого социального налога	123
11.8 Расчет прочих затрат	123
11.9 Расчет себестоимости электроэнергии	124
11.10 Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта	125
12 Безопасность и экологичность	126
12.1 Безопасность проекта	126
12.1.1 Техника безопасности при работе на опорах	126
12.1.2 Техника безопасности при монтаже СИП	128
12. 2 Экологичность проекта	129
12.2.1 Мероприятия по охране окружающей среды	129
12.2.2 Расчет земель,отводимых под ТП 10/0.4 кВ	129
12.3 Чрезвычайные ситуации	130
Заключение	132
Библиографический список	133
Приложение А «Экспликация жилого района»	136
Приложение Б «Результаты расчетов»	140
Приложение В «Результаты расчета токов КЗ»	145

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
КТПН	-	комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

ВВЕДЕНИЕ

Главным признаком эффективности системы электроснабжения города является ее постоянное расширение и развитие за счет ввода новых объектов в работу и замену на более современные уже существующих объектов.

Так как город развивается, то и электрические нагрузки растут: вводятся новые потребители, на вводе в дома постоянно растет нагрузка из-за того, что увеличивается насыщение бытовыми приборами. При увеличении электрической нагрузки пропускная способность электрических сетей может стать недостаточной и появится необходимость в том, чтобы их модернизировать.

Целью написания выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения северо-западной части (микрорайона) города Мирный Республики Саха (Якутия), так как данная система электроснабжения устарела, качество электроэнергии ухудшилось, как и увеличилось требование к надежности.

Модернизация системы электроснабжения заключается в замене деревянных опор на железобетонные в связи с их высокой степенью износа; замене изолированных проводов воздушных линий на более качественные, обладающих повышенной технологичностью строительства и обеспечивающих безопасность обслуживающего персонала и населения.

В данной работе также присутствует раздел безопасности жизнедеятельности, описывающий вопросы охраны труда работников, безопасные методы работ. В данном разделе также проведен расчет земель, необходимых для строительства КТП.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОГО РАЙОНА

Город Мирный полностью питается от городской подстанции Мирный 35/10 кВ.

1.1 Физико-географическое описание г. Мирный

Город расположен на западе Якутии, на реке Ирелях (бассейн Вилюя) в Мирнинском улусе (районе). Район граничит на севере и северо-востоке с Оленекским улусом, на востоке — с Нюрбинским и Сунтарским улусами, на юге - с Ленским районом и на западе - с Иркутской областью и Красноярским краем.

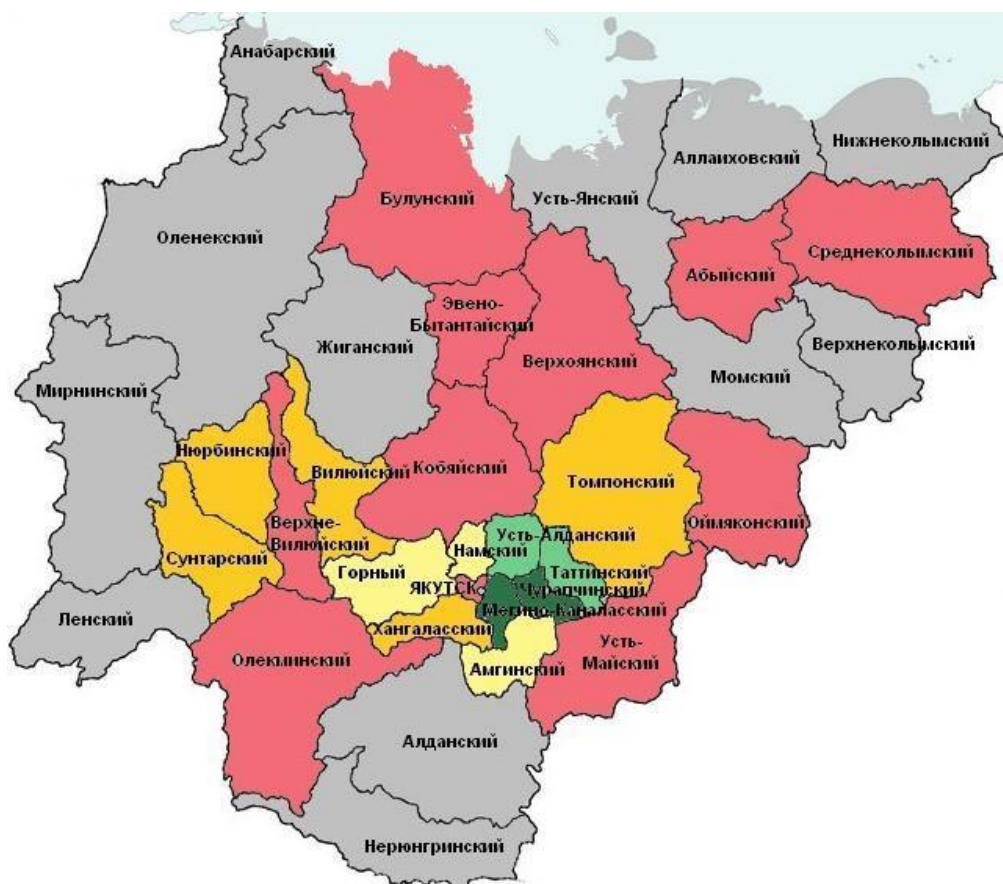


Рисунок 1 – Расположение Мирнинского района

Территория района составляет 165,8 тыс. км². Районным центром является город Мирный. Расстояние от районного центра до столицы республики г. Якутска по автодороге составляет 1072 км, воздушным путём — 820 км. В Мирнинском районе 14 населённых пунктов в составе шести городских и трёх

сельских поселений. Форма расселения неравномерная, в городских условиях (города Мирный и Удачный, ПГТ Айхал, Алмазный, Светлый и Чернышевский) проживают 96,52 % населения района.

Численность населения района на 1 января 2018 года составила 72,1 тыс. человек, что составляет 7% от всего населения Республики Саха (Якутия). Плотность населения – 0,52 человека на 1 км².

Ведущая роль в экономике района принадлежит акционерной компании «АЛРОСА» и её дочерним предприятиям.

Также в районе действует Каскад Вилюйских ГЭС, в которую входят Вилюйские ГЭС-I и -II, а также пущенная в 2008 году Светлинская ГЭС. Каскад обеспечивает электроэнергией не только потребности алмазодобывающей промышленности района, но и всего западного региона Якутии, включая группу вилюйских улусов и Ленский район, а также работы на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении.

1.2 Климатическая характеристика района

Климат в районе носит субарктический характер: очень холодная зима, средняя температура самого холодного месяца –38°С; постоянное увлажнение в течение года. Количество осадков является значительным, с осадками даже в засушливый месяц.

Средняя температура воздуха в январе минус 35,5 °С, в июле 15,8 °С, изменение среднегодовой температуры около 51,3 °С и составляет минус 9,3 °С. Среднегодовая норма осадков составляет 353 мм. Самый сухой месяц февраль, с 11 мм осадков. В июле количество осадков достигает своего пика, в среднем 58 мм.

ВЛЭП и линии связи подвержены воздействиям атмосферных процессов. Механические нагрузки на опоры и провода определяются, прежде всего, гололедно-изморозевыми отложениями, скоростью ветра, а также грозовой деятельностью. Правильный выбор внешних расчетных параметров, формирующихся под воздействием климата, обеспечивает надежность работы ЛС и ЛЭП.

Основные климатические характеристики города Мирный:

- относится к первому району по ветровой нагрузке при гололеде (менее 150 г/м);
- ко второму району по давлению ветра 500 Па (29 м/с);
- к первому району по среднегодовой продолжительности гроз (от 10 до 20 часов);
- второй район по толщине стенки гололеда (менее 15,0 мм).

1.2.1 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии.

Реконструируемая подстанция «Мирный» 35/10 кВ предназначена для электроснабжения новых и уже существующих нагрузок в городе Мирный. Подстанция питается по двум линиям выполненной проводом АСО – 240 (4 км).

В реконструируемом микрорайоне используются электроприемники второй и третьей категории согласно ПУЭ.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Самой важной предпосылкой правильного выбора системы электроснабжения является предельно точное определение расчетных нагрузок коммунально-бытовых потребителей, в зависимости от которых устанавливаются параметры элементов схемы. Расчётной нагрузкой является такая нагрузка, с помощью которой выбирают оборудование для установки, а также сечение кабелей и проводов, мощность источников питания и мощность силовых трансформаторов.

При расчете городских систем данные о характеристиках электроприёмников потребителей могут быть неизвестны. В данной работе расчет будет производиться с помощью метода удельных электрических нагрузок.

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители города разбиваются на следующие группы: промышленные потребители, коммунальные потребители общегородского значения, потребители селитебных зон и потребители пригородных районов. Часть потребителей относится к социально - значимым объектам, таким как Районная котельная.

2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей

2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Основной нагрузкой выбранного района являются потребители жилого района и коммунально-бытовая нагрузка.

Определение нагрузки каждого отдельного потребителя:

$$P_{кв} = P_{уд.кв} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{уд.кв}$ – удельная расчётная электрическая нагрузка, кВт/кв, [Прил.1];

n - количество квартир.

Мощность санитарно-технических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.уст} = k_c \sum_{i=1}^n P_{уст.i}, \quad (2)$$

где k_c – коэффициент спрос;

n – количество насосов;

$P_{уст.i}$ – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

Мощность электроприемников противопожарных устройств, а также резервных электроприемников при расчете нагрузок не учитываются.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

$$P_{p.жил.дом} = P_{p.кв.} + k_y \cdot P_c, \quad (3)$$

где k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников.

Для определения реактивной нагрузки жилых домов используются расчётные коэффициенты реактивной мощности.

Пример расчета нагрузки жилого дома №14, где имеется 2 подъезда, 16 квартир, 2 этажа:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n, \text{ кВт}; \quad (4)$$

$$P_{кв} = 3,85 \cdot 16 = 61,6$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot tg\varphi_{квар}; \quad (5)$$

$$Q_{кв} = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32$$

$$S_{кв} = \sqrt{P_{кв}^2 + Q_{кв}^2} \text{ кВА}. \quad (6)$$

$$S_{кв} = \sqrt{61,6^2 + 12,32^2} = 62,82$$

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} \quad (7)$$

$$I_{кв} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ A}$$

2.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Иногда бывает так, что в одном здании сосредоточено несколько различных потребителей с различным режимом потребления электроэнергии. В таком случае нагрузка всех потребителей приводится к нагрузке наиболее мощного потребителя через коэффициент участия в максимуме нагрузки. Так, нагрузка на вводе жилого дома определяется:

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (8)$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$P_{общ}$ – расчетная нагрузка общественно-коммунальных потребителей;

k_y – коэффициент участия в максимуме

Расчётной реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{р.ж.дом} = P_{р.ж.дом} \cdot tg\varphi_{ж.д}, \quad (9)$$

где $tg\varphi_{ж.д}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4}. \quad (10)$$

Пример расчета электрической нагрузки 30-и квартирного жилого дома со встроенной аптекой. Коэффициент мощности квартир: $\text{tg}\varphi_{кв} = 0,2$. Встроенная аптека имеет общую площадь 80 м^2 . Коэффициент мощности аптеки: $\text{tg}\varphi_{ант} = 0,43$. Коэффициент участия в максимуме нагрузки $k_y = 0,6$.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{кв} = 2,9 \cdot 30 = 87 \text{ кВт}. \quad (11)$$

Реактивная мощность:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi \quad (12)$$

$$Q_{кв} = 87 \cdot 0,2 = 17,4 \text{ квар.}$$

Нагрузка аптеки:

$$P_{ант} = P_{уд.} \cdot S \cdot k_{уч} \quad (13)$$

$$P_{ант} = 0,14 \cdot 80 \cdot 0,6 = 6,72 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ант} = P_{ант} \cdot \text{tg}\varphi \quad (14)$$

$$Q_{ант} = 6,72 \cdot 0,43 = 2,89 \text{ квар.}$$

Суммарная активная нагрузка дома:

$$P_{\text{жил.дом.}} = P_{\text{кв.}} + P_{\text{ант}} \quad (15)$$

$$P_{\text{жил.дом.}} = 87 + 6,72 = 93,72 \text{ кВт.}$$

Суммарная реактивная нагрузка дома:

$$Q_{\text{жил.дом.}} = Q_{\text{кв.}} + Q_{\text{ант}} \quad (16)$$

$$Q_{\text{жил.дом.}} = 17,4 + 2,89 = 20,29 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка объекта:

$$S_{\text{жил.дом}} = \sqrt{93,72^2 + 20,29^2} = 95,891 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток на вводах дома:

$$I_{\text{жил.дом}} = \frac{S_{\text{жил.дом}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} \quad (17)$$

$$I_{\text{жил.дом}} = \frac{95,891}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 138,407 \text{ А.}$$

2.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей

Помимо жилых зданий в городе есть объекты общественного значения: учреждения культурного значения, связи, здравоохранения, общественного питания и прочие объекты. В реконструируемом районе имеются офисные здания, детские сады и школы. Методика расчёта является аналогичной той, что используется в предыдущем пункте, где применяются удельные показатели.

Произведем расчет на примере школы № - 5.

Электрическая нагрузка школы определяется по формуле:

$$P_{шк} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (18)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся.

n - количество учащихся.

$$P_{шк} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ кВт.}$$

Электрическая нагрузка школ:

$$Q_{шк} = P_{шк} \cdot \operatorname{tg} \varphi$$

$$Q_{шк} = 125 \cdot 0,38 = 47,5 \text{ квар.}$$

Полная нагрузка школы:

$$S_{школа} = \sqrt{P_{школа}^2 + Q_{школа}^2}$$

$$S_{школа} = \sqrt{125^2 + 47,5^2} = 133,72 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток на вводах школы:

$$I_{школы} = \frac{S_{школы}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}}$$

$$I_{школы} = \frac{133,72}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 193 \text{ А.}$$

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_1^n P_{гар.уд}, \quad (19)$$

где $P_{гар.уд}$ – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар;

n – количество гаражей.

Для всех остальных объектов производится аналогичный расчет. Составим экспликацию района для ТП, питающих эти объекты. Результаты расчета приведены в таблице А 1 приложения А.

2.3 Расчёт осветительной нагрузки

Расчётная нагрузка сетей наружного освещения определяется как сумма мощностей осветительных установок с учётом коэффициента спроса равного 1. Для упрощённых расчётов можно применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l, \quad (20)$$

где $P_{уд}$ – значение удельной осветительной нагрузки, кВт/км, [2];

l – длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Наименование улицы	l , км	$P_{уд}$, кВт/км	$P_{освещ}$, кВт
Павлова	2,16	10	21,6
Кирова	1,23	10	12,3
40 лет октября	1,16	10	11,6
Ленинградский проспект	2,12	10	21,2
Московская	1,35	10	13,5
Ленина	1,15	10	11,5
Комсомольская	0,55	10	5,5
Итого			97,2

К установке принимаются воздушные провода СИП 2А сечением 16 мм².

Опоры принимаются железобетонными. Лампы принимаются типа ДНаТ-250.

2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Нельзя определить результирующую нагрузку потребителей суммированием нагрузок каждого отдельного потребителя. При расчете электропотребления учитывается характер каждого потребителя. Известно, максимумы нагрузки потребляются в разное время для разных потребителей. Во избежание необоснованного удорожания схемы нужно учитывать данный фактор при расчете нагрузок. С помощью коэффициента участия осуществляется определение максимумов нагрузок.

Суммарную нагрузку потребителей можно выполнить следующим образом: установить потребителя, формирующего максимум нагрузки и по отношению к нему с соответствующими коэффициентами вводятся нагрузки остальных потребителей:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot P_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot P_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot P_i, \quad (21)$$

где $P_{\text{макс.}}$ – максимум нагрузки основного потребителя;

$k_{\text{у.м.i}}$ – коэффициент участия в максимуме отдельного потребителя;

P_i – расчётная мощность отдельного потребителя.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot Q_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot Q_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot Q_i, \quad (22)$$

где $Q_{\text{макс.}}$ - наибольшая нагрузка здания среди всех зданий, квар;

Q_i - расчетная нагрузка остальных зданий, квар;

$k_{\text{у.м.i}}$ - коэффициент участия в максимуме.

Полная мощность нагрузки по ТП:

$$S_{ТП} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}; \quad (23)$$

Пример расчета для первой ТП:

$$P_{ТП1} = 118 + 1,6 + 61,6 + 20 + 51,6 + 14,5 = 267,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2} = 10 + 0,32 + 12,32 + 4 + 10,32 + 2,9 = 39,86 \text{ квар};$$

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{267,3^2 + 39,86^2} = 229,272 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета полной мощности нагрузки по микрорайону представлены в приложении А.

3 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ 0,4 кВ

3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Требования для выбора распределительной сети:

- уровень надежности электроснабжения должен быть достаточно высок;
- в оптимальных пределах должны находиться как стоимость сооружения сети, так и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию;
- сеть должна поддерживать установленное качество электрической энергии.

Распределительные сети до 1кВ должны выполняться четырёхпроводными трёхфазными с глухозаземленной нейтралью на напряжение 220/380 В. Это напряжение является наиболее экономичным для сооружений и жилых зданий. Схема должна быть наиболее удобной и экономичной в эксплуатации. Поврежденный участок должен быть легко обнаружимым и быстро заменяться, при чем должно отключаться минимальное количество потребителей. Наиболее экономичной и надёжной считается петлевая схема. В данной работе для электроснабжения потребителей будет использоваться именно петлевая схема.

3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Сечения проводников 0,4 кВ, должны обеспечивать достаточную механическую прочность для прохождения тока нагрузки без перегрева, а их сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения. Желательно выбрать наименьшее количество сечений, что будет способствовать удобству их прокладки и замены.

Расчетный ток определяется:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (24)$$

где S_p - расчетная нагрузка линии, кВА;

U_n - номинальное напряжение.

Сечение линий определяется по расчетному току, [3].

Проверка выбранное сечение проводится:

- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на обеспечение надежного срабатывания автоматических выключателей;
- на допустимое отклонение напряжения;

По расчётному току нагрузки выбирается то сечение, которое имеет длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Для ВЛЭП используются самонесущие изолированные провода СИП 2А. Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания принимаем коаксиальные кабельные ввода. Кабельные линии прокладываются непосредственно в траншеях в земле. Принимаем кабель марки АПВВг.

На ВЛЭП 0,4 – 10 кВ к установке принимаются железобетонные опоры, по причине большого износа деревянных опор.

Рассмотрим выбор распределительных линий, питающихся от ТП № 1, результаты расчета приведены в таблице Б 1 приложения Б.

Приведём пример расчета сечения провода на участке ТП 1- 1:

Выполним линию двухцепной, т.к. котельная является значимым объектом. Ток кабеля в нормальном режиме:

$$I_p = \frac{118,4}{(\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2)} = 85,448 \text{ А.}$$

К установке принимается сечение 25 мм² , длительно допустимый ток 115 А.

В домах с двумя вводно-распределительными устройствами каждая питающая линия подходит к ВРУ. Между ВРУ имеется провод того же сечения, что и на головных участках. Для линии, питающей гаражи, принимается сечение провода 16 мм², поскольку ток линии составляет 10 А.

Так как в жилом доме имеются встроенные электроприемники ток составит:

$$I_1 = \frac{I_1}{2} = \frac{138,407}{2} = 69,203 \text{ А.} \quad (25)$$

К установке примем провод сечением 16 мм², длительно допустимый ток которого составляет 70 А. При использовании данного провода одна линия в послеаварийном режиме сможет выдержать всю нагрузку. Для удобства прокладки в расчёте будет использовано минимальное количество сечений провода.

3.3 Определение потерь мощности, напряжения и энергии в сетях 0,4кВ

Чтобы снизить потери энергии и мощности в сети необходимо правильно определить рациональные режимы работы, а также правильно выбрать электрооборудование.

Потери мощности в линии:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

где I_p – расчетный ток участка, А;

r_0 – удельное активное сопротивление участка Ом/км;

l – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (27)$$

где τ – время потерь, час.

Время потерь:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (28)$$

где T_i – число часов использования максимальной нагрузки, час,[2].

После того, как выбрано сечение провода, оно проверяется на отклонение напряжения.

Определить напряжение у потребителей можно тогда, когда известно напряжение на шинах источника питания и рассчитаны потери напряжения в сети. Нормально допустимое отклонение напряжения согласно ГОСТ 13109-97 составляет 5 %, а предельно допустимое - 10 %.

Потери напряжения в линиях:

$$\Delta U = \frac{I \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (29)$$

где I - рабочий максимальный ток, А;

l - длина линии в км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение;

r_0 и x_0 - удельные активные и индуктивные сопротивления Ом/км, [3].

Пример расчета потерь мощности на участке линии ТП1–1:

$$\Delta P = 3 \cdot 89,945^2 \cdot 1.2 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 4,364 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 4.364 \cdot 2886 = 12594 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta U = \frac{89,945 \cdot 150 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (1,2 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,973\%.$$

Расчет показывает, что потери мощности не превышают 10%, что, согласно ГОСТ 13109-97, входит в регламентированные пределы.

Потери мощности, энергии и напряжения на остальных участках приведены в таблице Б 2 приложения Б,.

4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 кВ

Для того, чтобы выбрать число и мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ, должна быть известна их расчетная активная мощность. Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций рассчитаны суммированием расчетных мощностей всех линий 0,4 кВ, подходящих к ТП.

В большинстве случаев, от рассматриваемых ТП питаются потребители второй и третьей категории надёжности.

- для питания электроприёмников второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады [9];

- для электроприёмников третьей категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, но не более 24 часов [9].

В данной работе, в связи с требованиями ПУЭ, необходим перевод линий электропередачи на провода марки СИП. Это позволит увеличить коэффициент загрузки трансформаторов и уменьшить потери из-за недогрузки трансформаторов.

Из-за того, что нагрузка каждый год возрастает, коэффициенты загрузки трансформаторов на многих ТП неоптимальны. В этом случае производится установка более мощных трансформаторов. Произведем замену трансформаторов на примере ТП 11.

Необходимо подбирать то число и мощность трансформаторов на ТП, соответствующее расчётной нагрузке данной ТП.

Мощность силовых трансформаторов:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (30)$$

где P_p - расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

n_T - число трансформаторов;

$K_3^{\text{ОПТ}}$ - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории для однострансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет: $K_3^{\text{ОПТ}} = 0,85$, а для двухтрансформаторных подстанций $K_3^{\text{ОПТ}} = 0,7$.

Номинальная мощность выбранных трансформаторов должна превышать расчётную.

После выбора трансформатора осуществляется проверка по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot S_{T_{\text{ном}}}} \quad (31)$$

$$K_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{T_{\text{ном}}}} \quad (32)$$

Выбор силового трансформатора для ТП № 1.

$$S_T = \frac{270,63}{2 \cdot 0,7} = 193,3 \text{ кВА.}$$

К установке принимается трансформатор ТМ-250/10/0,4:

$$S_{T_{\text{ном}}} = 0,25 \text{ МВА [4].}$$

Произведем проверку:

$$K_3^{норм} = \frac{270,63}{2 \cdot 250} = 0,54;$$

$$K_3^{н/ав} = \frac{270,63}{250} = 1,08.$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные по трансформаторам на ТП

Номер ТП	Полная мощность на шинах 0,4 кВ, кВА	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	271	193,1	2хТМ-250
4	939,5	671	2хТМ-1000
6	595,4	425,3	2хТМ-630
8	321	377,7	1хТМ-400
9	379,3	271	2хТМ-400
11	596	425,6	2хТМ-630
15	241	171,6	2хТМ-250

4.1 Выбор схемы и конструкции ТП

Подстанции следует выполнять по простейшим схемам. Шины на стороне высшего напряжения должны быть несборными, а также не иметь силовые выключатели на вводах. Установка выключателей на вводах допускается при необходимости аварийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводе крупных транзитных и узловых подстанций.

Принимается КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160- 630 кВА.

Подстанции предназначены для электроснабжения сельскохозяйственных и городских объектов, а также строительных площадок напряжением 0,4 кВ.

КТПН изготавливается в соответствии с ПУЭ, требованиями ГОСТ 14695-80 и ТУ.

Высоковольтный ввод в подстанцию 6 (10) кВ - воздушный или кабельный; выходы отходящих линий 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные. На рисунке 2 представлен наглядный вид КТПН.



Рисунок 2 – Внешний вид КТПН

Достоинства КТПН:

- высокая степень заводской готовности подстанций;
- для повышения надежности работы оборудования корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией;
- конструкция подстанции предусматривает присоединение к ней как воздушных, так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ;
- на стороне 10 кВ можно осуществить ее присоединение к сети в различных вариантах: кольцевое, радиальное, двухлучевое и т. п.;
- на стороне 0,4 кВ предусмотрено подключение линий через предохранители или автоматические выключатели, с АВР и без него.

5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 кВ

5.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ, присоединенных к данному элементу сети, определяются роизведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки, определяются.

Потери мощности в трансформаторах необходимо определять для того, чтобы можно было рассчитать электрические нагрузки сетей 10 кВ. Основные виды потерь в силовых трансформаторах - нагрузочные потери и потери на холостой ход.

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2; \quad (33)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{1}{2} \frac{I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{100}, \quad (34)$$

где $S_{ТП}$ - полная мощность нагрузки ТП;

ΔP_{xx} - потери активной мощности на холостом ходу, [4];

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, [4];

$U_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, [4];

$S_{трном}$ - номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 1:

$$\Delta P_{m1} = 2 \cdot 1,05 + \frac{1}{2} \cdot 4,2 \cdot \left(\frac{270,63}{250}\right)^2 = 4,561 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 2 \cdot \frac{4.7 \cdot 270,63^2}{100 \cdot 250} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,5 \cdot 250}{100} = 30,663 \text{ квар.}$$

Полной мощностью трансформаторной подстанции является сумма нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах, приведенная к высокой стороне:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{\left(P_{p.ТП1} + \Delta P_{T(ТП1)}\right)^2 + \left(Q_{p.ТП1} + \Delta Q_{T(ТП1)}\right)^2}. \quad (35)$$

Определение потерь мощности на участке от фидера ПС «Мирный» до ТП15:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{(267,3 + 4,561)^2 + (39,86 + 30,663)^2} = 280,859 \text{ кВт.}$$

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Mathcad 14, приложение Д, результаты расчета приведены в таблице Б 3 приложения Б,.

5.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Расчет электрических нагрузок городских сетей напряжением 10 кВ определяются как суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, умноженные на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок $K_{уч}$, принимаемый по [1].

Результаты расчета приведены в приложении Б.

5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К распределительным и питающим сетям предъявляются следующие требования:

- должен обеспечивать установленный уровень надёжности электроснабжения потребителей;

- должно обеспечиваться требуемое качество энергии во всех режимах работы.

- сеть должна иметь простую схему, иметь оптимальные приведённые годовые затраты, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала;

Для питания ТП от ПС используются петлевые схемы питания.

6 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ

Выбор сечения провода СИП напряжением 10 кВ осуществляется так же, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Выбор сечения линии на примере распределительной сети, питающей ТП 11:

Расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (36)$$

где S_p – полная мощность линии;

U_n – номинальное напряжение, кВ.

Сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный, принимается по расчётному току нагрузки

Расчётный ток нагрузки:

$$I_{p1511} = \frac{1589}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 45.874 \text{ А.}$$

К установке принимаем самонесущий изолированный провод «SAX» с длительно допустимым током $I_{дл.доп} = 200 \text{ А}$.

Данные сводим в таблицу 3.

Таблица 3 – Выбор марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Участок линии	$S_p, \text{кВА}$	$I_{дл.доп}, \text{А}$	$I_p, \text{А}$	Сечение, мм^2	Марка
1	2	3	4	5	6
8-6	307,4	200	8,9	35	SAX
6-15	926	200	26,8	35	SAX
15-11	1591	245	46	50	SAX
8-9	307,4	200	18	35	SAX
9-1	535	200	31	35	SAX

1	2	3	4	5	6
1-4	1497	245	43,2	50	SAX
4-11	2140	245	123,5	50	SAX
11-ПС	3717	310	214,5	70	SAX

6.1 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ

Выбранное сечение провода необходимо проверить по потере напряжения, а также на отклонение напряжения. Потери у наиболее удаленного потребителя не должны превышать $\pm 10\%$.

Потеря напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (37)$$

где r_0 , x_0 - удельное активное и индуктивное сопротивление, [3];

l - длина питающей или распределительной линии, км.

Потеря напряжения для участка 8-6:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 8.872 \cdot 520}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,98 + 0,095 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0.079 \%$$

Согласно расчету, потери напряжения не превышают нормально допустимых значений согласно ГОСТ 13109-97.

6.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

В сетях 10 кВ потери энергии и мощности определяются аналогично тому, как они определялись в сетях 0.4 кВ.

Расчет на примере линии 6-15:

$$\Delta P = 3 \cdot 26.728^2 \cdot 0,820 \cdot 0,52 \cdot 10^{-3} = 1.733 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 1,733 \cdot 2886 = 5001 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Результаты расчетов потерь напряжения и мощности для других участков проводов приведены в таблице Б 4 приложения Б.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи КЗ приводят к повышенному нагреву, что увеличивает потери электроэнергии в проводниках и контактах. Чрезмерный нагрев ускоряет разрушение и старение изоляции, выгорание и сваривание контактов, потерю механической прочности проводов и шин.

Аппараты и проводники должны переносить нагрев токами КЗ без каких-либо повреждений в течение заданного расчетного времени, т.е. должны быть термически стойкими.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики, а также выбора и проверки параметров электрооборудования.

Допущения при расчете токов Кз: фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса КЗ; приближенный учет влияния нагрузки на токи КЗ; насыщение магнитных систем не учитывается; пренебрежение намагничивающими токами силовых трансформаторов; трехфазная система считается симметричной; емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю не учитывают.

Чтобы определить сопротивления системы необходимо рассчитать ток короткого замыкания на шинах ТП или мощность короткого замыкания. Если мощность КЗ неизвестна, то сопротивление системы определяется как:

$$X_{сист} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}. \quad (38)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока в месте КЗ:

$$I_{п0кз}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (39)$$

где $U_{осн}$ - основное напряжение, кВ;

Z - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

Полное сопротивление до точки короткого замыкания определяется:

$$z = \sqrt{(\Sigma X)^2 + (\Sigma r)^2}, \quad (40)$$

где ΣX - реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом;

Σr - активное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Реактивное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\Sigma X = \Sigma X_{кЛ} + X_{сист}, \quad (41)$$

где $\Sigma X_{кЛ}$ - реактивное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом;

$X_{сист}$ - реактивное сопротивление системы, Ом.

Активное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\Sigma R = \Sigma R_{кЛ}, \quad (42)$$

где $\Sigma R_{кЛ}$ - активное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом.

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного тока в месте КЗ:

$$I_{ПокЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{ПокЗ}^{(3)}, \quad (43)$$

Ударный ток в месте КЗ:

$$i_{удар} = \sqrt{2} \cdot K_{удар} \cdot I_{ПокЗ}^{(3)}, \quad (44)$$

где $K_{удар}$ - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент:

$$K_{удар} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (45)$$

где T_a - постоянная времени затухания.

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma r}, \quad (46)$$

где ω - угловая частота напряжения сети равная 314.

Ток однофазного КЗ:

$$I_{ПКЗ}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{фазн}}{Z_{II} + \frac{Z_{тр}}{3}}, \quad (47)$$

где $U_{фазн}$ - фазное напряжение;

Z_{II} - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода.

$$Z_{II} = \sqrt{(R_{фазн} + R_N)^2 + (X_{фазн} + X_N)^2}, \quad (48)$$

где $R_{фазн}$ - активное сопротивление фазного провода;

R_N - активное сопротивление нулевого провода;

$X_{фазн}$ - реактивное сопротивление фазного провода;

X_N - реактивное сопротивление нулевого провода.

7.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

В данном пункте определяются токи КЗ на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции. Расчет производится на примере ТП11.

Составляется схема замещения, в которой питание осуществляется от подстанции до ТП 11, рисунок 3.

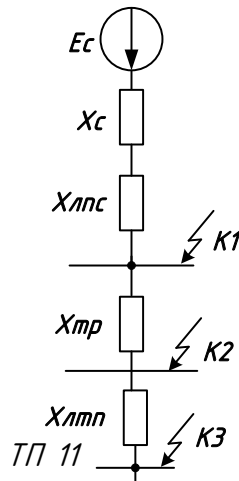


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Расчет токов КЗ производится в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение:

$$U_1 = 37 \text{ кВ}; U_2 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисная мощность: $S_{баз} = 100 \text{ МВА}$.

Сопротивление системы:

$$X_{сист} = \frac{S_{баз}}{S_{КЗ}} = \frac{S_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{КЗ}}, \quad (49)$$

где $S_{КЗ}$ - мощность короткого замыкания ;

$I_{КЗ}$ - ток короткого замыкания.

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,5} = 0,164 \text{ о.е.}$$

Параметры питающих линий:

$$L_{\text{ЛПС1}} = 4,03 \text{ км}; X_{0\text{ЛПС1}} = 0,432 \text{ Ом/км.}$$

Параметры линии от ТП 11 до ПС:

$$L_{\text{ПС-ТП11}} = 0,97 \text{ км}; X_{0\text{ПС-ТП11}} = 0,011 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление линий:

$$X_{\text{ЛПС}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_1^2} \tag{50}$$

$$X_{\text{ЛПС}} = 0,432 \cdot 4,03 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,127 \text{ о.е.},$$

$$X_{\text{ПС-ТП11}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_2^2}$$

$$X_{\text{ПС-ТП11}} = 0,3 \cdot 0,97 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НТР}}} \tag{51}$$

$$X_{\text{ТР}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ о.е.}$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 4:

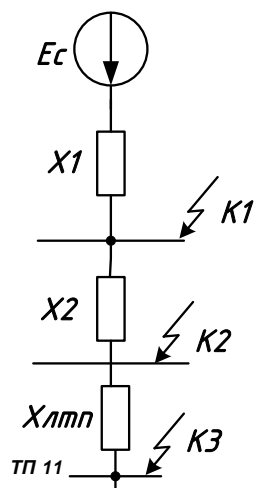


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения на шинах 10 кВ

Последовательно сложим следующие элементы:

$$X_{K31} = X_{ЛПС} + X_{сис} \quad (52)$$

$$X_{K31} = 0,127 + 0,164 = 0,291 \text{ о.е.}$$

Расчет сопротивлений для нахождения токов КЗ для трех точек:

$$X_{K32} = X_{K31} + X_{ТР} \quad (53)$$

$$X_{K32} = 1,19 + 0,291 = 1,481 \text{ о.е.};$$

$$X_{K33} = X_{K31} + X_{ТР} + X_{ПС-П16} \quad (54)$$

$$X_{K33} = 0,291 + 1,19 + 0,264 = 1,746 \text{ о.е.}$$

Базисный ток для первой и второй ступени:

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (55)$$

$$I_{\sigma 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_2} \quad (56)$$

$$I_{\sigma 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{Покз.К1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ1}}} \cdot I_{\sigma 1} \quad (58)$$

$$I_{\text{Покз.К1}}^{(3)} = \frac{1}{0,29} \cdot 1,56 = 5,354 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{Покз.К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{КЗ2}}} \cdot I_{\sigma 2}$$

$$I_{\text{Покз.К2}}^{(3)} = \frac{1}{1,481} \cdot 5,449 = 3,71 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{П0К3.К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\text{К33}}} \cdot I_{62}$$

$$I_{\text{П0К3.К3}}^{(3)} = \frac{1}{1,746} \cdot 5,449 = 3,15 \text{ кА.}$$

В качестве несимметричного тока КЗ производится расчет тока двухфазного КЗ:

$$I_{\text{К3i}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{П0i}}^{(3)}; \quad (59)$$

$$I_{\text{К3К1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,354 = 4,637 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{К3К2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,71 = 3,213 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{К3К3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,15 = 2,728 \text{ кА.}$$

Расчет ударных токов:

$$I_{\text{y0i}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0К3.i}}^{(3)} \cdot K_{\text{y0i}}; \quad (60)$$

$$I_{\text{y0К1}} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot 1,609 = 12,181 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{y0К2}} = \sqrt{2} \cdot 3,71 \cdot 1,609 = 8,441 \text{ кА;}$$

$$I_{y0K3} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,609 = 7,165 \text{ кА.}$$

Аналогично производится расчет токов короткого замыкания в остальных точках КЗ.

Результаты расчета представлены в приложении В.

7.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются на расчетной ТП, шинах 0,4 кВ и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример токов КЗ подстанции ТП 1 мощностью 250 мВА, имеющей 4 отходящие линии. Схема замещения с точками короткого замыкания представлена на рисунке 5.

Производится расчет параметров схемы замещения, а также находится сопротивление всех элементов.

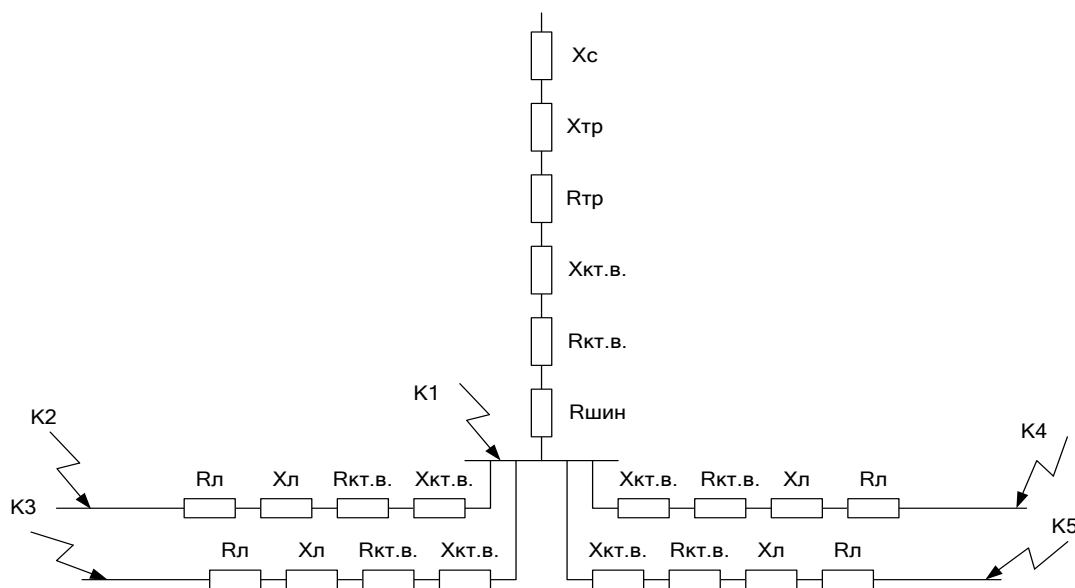


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Сопротивление трансформаторов:

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.ном}} \right)^2 \frac{U_{НН.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4}; \quad (61)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH,ном}^2}{S_{T,ном}^2} \cdot 10^6 \quad (62)$$

Сопротивление трансформаторов для ТП 1:

$$r_T = \frac{3.7 \cdot 0.4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9,472 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{(4.5)^2 \cdot \left(\frac{100 \cdot 3.7}{250}\right)^2 \frac{0.4^2}{250}} \cdot 10^4 = 27,198 \text{ мОм}.$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3; \quad (63)$$

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 6.487 \cdot 10500} = 1,224 \text{ мОм}.$$

Сопротивление проводов:

$$x_i(r_i) = x_{yd}(r_{yd}) \cdot l_i. \quad (64)$$

Сопротивления проводов СИП для отходящих линий:

$$r_{yd35} = 0,868 \text{ мОм}; x_{yd35} = 0,104 \text{ мОм}, [5];$$

$$r_{элТП1-2} = 0,868 \cdot 800 = 694,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-2}} = 0,104 \cdot 800 = 83,25 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-1}} = 0,868 \cdot 200 = 173,6 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-1}} = 0,104 \cdot 200 = 20,8 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-3}} = 0,868 \cdot 250 = 217 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-3}} = 0,104 \cdot 250 = 26 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-4}} = 0,868 \cdot 300 = 260,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-4}} = 0,104 \cdot 300 = 31,2 \text{ мОм};$$

Необходимо учитывать сопротивление контактов, катушек выключателей и болтовых соединений:

$$r_{\text{кв100}} = 2,15 \text{ мОм}; x_{\text{кв100}} = 1,2 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к100}} = 0,75 \text{ мОм}, [5];$$

$$r_{\text{кон.к.400}} = 0,65 \text{ мОм}; x_{\text{кон.к.400}} = 0,17 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к400}} = 0,40 \text{ мОм}, [5, таб. 19].$$

Расчёт токов КЗ в точке К1.

Общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\text{к1}} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин.}} + r_{\text{кв400}} + r_{\text{конт}}$$

$$r_{\text{к1}} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин.}} + r_{\text{кв400}} + r_{\text{конт}} = 10,526 \text{ мОм};$$

$$x_{\kappa 1} = x_c + x_{mp} + x_{\kappa 6400}$$

$$x_{\kappa 1} = 1,224 + 27,198 + 0,17 = 28,592 \text{ мОм.}$$

Максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОМАХК1}} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} \quad (65)$$

$$I_{\text{ПОМАХК1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + 10,526^2}} = 7,58 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПОМИНК1}} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\Sigma} + R_{\text{дуги}})^2 + X_{\Sigma}^2}}; \quad (66)$$

$$I_{\text{ПОМИНК1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + (10,526 + 15)^2}} = 6,025 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0МАХ1}} \cdot \kappa_{\text{уд}}$$

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot 1,316 = 14,12 \text{ кА.}$$

Остальные точки рассчитываются аналогично, результаты расчёта приведены в таблице В 2 приложения В.

Однофазное короткое замыкание рассчитывается в качестве несимметричного короткого. При несимметричных коротких замыканиях появляется нулевая и обратная последовательность.

Сопротивления для первой отходящей линии.

Расчёт токов короткого замыкания в точке К1:

Общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{к01} = 3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{шин.} + 3 \cdot r_{кв400} + 3 \cdot r_{конт}; \quad (67)$$

$$r_{к01} = 3 \cdot 9,472 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,40 = 31,578 \text{ мОм};$$

$$x_{к01} = 2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{кв400} + 3 \cdot x_{mp}; \quad (68)$$

$$x_{к01} = 3 \cdot 27,198 + 3 \cdot 0,17 + 2 \cdot 1,224 = 84,551 \text{ мОм}.$$

Максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{П0К1МАХ} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{СРНН}}{\sqrt{(R_{0\Sigma})^2 + (X_{0\Sigma})^2}}; \quad (69)$$

$$I_{П0К1МАХ} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578)^2 + (84,551)^2}} = 7,676 \text{ кА};$$

$$I_{П0К1МИН} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578 + 20)^2 + (84,551)^2}} = 7,177 \text{ кА};$$

$$I_{y\delta K1} = \sqrt{2} \cdot I_{П0К1МАХ} \cdot k_{y\delta}$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 1,312 \cdot 7,676 = 14,243 \text{ кА.}$$

Остальные точки рассчитываются аналогично, результаты сведены в таблицы В 1 и В 2 приложения В.

7.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

При протекании тока КЗ расчетная температура кабеля не должна превышать допустимую температуру изоляции кабеля, определяемую по справочной литературе. Это требуется для устойчивости кабеля к термическому действию токов короткого замыкания,

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ по тепловому импульсу производится:

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (70)$$

где $I_{н.о}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$ - время отключения тока КЗ;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_{\partial} + t_{рз}, \quad (71)$$

где t_{∂} - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

$t_{рз}$ - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (72)$$

где C - коэффициент, значение которого зависит от напряжения и материала проводника, а также осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил 10 кВ $C = 100$), [6].

Сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \quad (73)$$

Проверка кабелей на термическое действие тока короткого замыкания на примере линии ПС-ТП11.

Параметры воздушной линии:

$$I_{н.о} = 5,354 \text{ кА}; T_a = 0,00434 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_g + t_{рз} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.} \quad (74)$$

Определение теплового импульса:

$$B_{кз} = 5,354^2 \cdot (0,15 + 0,00434) = 4,42 \cdot 10^6.$$

Минимально допустимое сечение провода:

$$F_{тер.нс-мн16} = \frac{\sqrt{4,42 \cdot 10^6}}{100} = 21,023 \text{ мм}^2.$$

Сечение выбранного провода: $F_{выбр} = 35 \text{ мм}^2$.

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$21,023 \leq 35.$$

Условие выполняется.

Сечение провода выбрано правильно. Аналогично производится проверка сечений остальных проводов марки СИП.

Результаты проверки приведены в таблице В 3 приложения В.

Расчетные данные в таблице В 3 показывают, что по длительно допустимым токам сечение всех линий было выбрано правильно.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

В данной работе автоматические выключатели устанавливаются на низкой стороне трансформатора для каждой отходящей линии и каждой ТП.

Выбор автоматических выключателей на напряжение 0,4 кВ осуществляется:

- по напряжению:

$$U_{номAB} \geq U_{сети}$$

- по роду и величине тока:

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч}, \quad (75)$$

где $I_{ном.расц}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (76)$$

где $S_{\Sigma ТП}$ - максимальная мощность на шинах 0,4 ТП.

- по коммутационной способности;

- по конструктивному исполнению.

Автоматический выключатель проверяется:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс.} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (77)$$

где $I_{отс.}$ - ток отсечки.

$$I_{отс} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (78)$$

где k_0 - кратность для автоматов, равная: 2,4,6,8,10.

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (79)$$

где $I_{ср.расц}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Выбор автоматического выключателя на ТП-1.

Расчетный ток:

$$I_{расч.ТП-1} = \frac{270,63}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 390,62 \text{ А.}$$

К установке принимается автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки ВА51-37 с номинальным током расцепителя 400 А, [7].

Проверка соблюдения условия:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ А};$$

$$800 \geq \sqrt{2} \cdot 6,862 = 9,704 \text{ А.}$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Условие выполняется.

Результаты выбора выключателей на отходящих линиях и на остальных ТП и приведены в таблице В 3 приложения В.

8.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ

8.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств

К установке принимаются комплектные распределительные устройства серии КРУН-59, предназначенное для приёма и распределения электрической энергии трехфазного переменного электрического тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ.

;



Рисунок 6 – Внешний вид КРУН К-59

8.2.2 Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУН-59

Выключатели 10 кВ выбираются совместно с КРУН-59.

Суммарная нагрузка всех ТП составляет $S_{\phi 7} = 5003 \text{ кВА}$;

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (80)$$

$$I_{\Sigma} = \frac{5003}{\sqrt{3} \cdot 10} = 288,9 \text{ А}$$

На ввод принимаются вакуумные выключатели серии ВВЭ-М-10-20.

Проверка выключателя на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$B_{к.} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) \quad (81)$$

$$B_{к.} = 3,7 I^2 \cdot (1,5 + 0,13 + 0,02) = 22,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

где $t_{отк}$ - время отключения короткого замыкания.

Время отключения КЗ для выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{в} + t_{пз}, \text{ с.} \quad (82)$$

Необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ по формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot i_{ном.отк} \cdot \beta_{ном}, \quad (83)$$

где $\beta_{ном}$ - для выбранных выключателей номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе составляет 50%, т. е. 0,5, [8].

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,5 = 14,2 \text{ кА.}$$

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ находим по формуле:

$$i_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,012}} = 3,6 \text{ кА.}$$

Для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо определить тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (84)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости, [8];

$t_{терм}$ - время протекания КЗ, [8].

Условия выбора выключателя соблюдаются.

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Условия Выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{нав}$	630 А	289 А
$I_{пр.с} \geq I_{по}$	20 кА	3,7 кА
$I_{пр.с} \geq I_{уд}$	50 кА	21,1 кА
$I_{откл. ном} \geq I_{пт}$	20 кА	8,5 кА
$i_{а ном} \geq i_{ат}$	14,2 кА	3,6 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	1200 кА ² ·с	23 кА ² ·с

8.2.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. К ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва;
- четкое включение и отключение при тяжелых условиях работы;
- исключение самопроизвольных отключений;

Разъединители выбирают по роду установки, конструктивному выполнению и номинальным характеристикам: длительному току, напряжению, стойкости при токах КЗ.

К установке на стороне 10 кВ принимается разъединитель марки РВЗ-10/400 УХЛ2 по напряжению установки ($U_{уст} = 10$ кВ), по току продолжительного режима ($I_{max} = 288,9$ А).

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Условия Выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_P \leq U_H$	$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ
$I_P \leq I_H$	$I_H = 400$ А	$I_P = 289$ А
$I_{уд} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 8,5$ кА
Главные ножи		
$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$	$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА ² с	$B_K = 23$ кА ² с
Заземляющие ножи		
$B_K \leq I^2_T \cdot t_T$	$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА ² с	$B_K = 23$ кА ² с

8.2.4 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбирают с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Проверка трансформаторов тока производится по термической и электродинамической стойкости при КЗ.

Параметры выбор трансформатора тока:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

Номинальный ток должен быть максимально приближен к рабочему, иначе недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока:

$$Z_2 \leq Z_{2.ном}, \quad (85)$$

где Z_2 - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [8].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления соединительных проводов;
- сопротивления приборов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то $Z_2 \approx r_2$.

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (86)$$

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (87)$$

где $S_{приб}$ - мощность, потребляемая приборами, В·А;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, А [8].

Принимается сопротивление контактов равное 0,1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то $r_k = 0,05$ Ом [6].

Условие работы трансформатора тока в выбранном классе точности:

$$r_{приб} + r_{пров} + r_k \leq Z_{2.ном}. \quad (88)$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \cdot \quad (89)$$

Если известно сопротивление проводов, то можно определить их сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (90)$$

где ρ - удельное сопротивление материала провода (для алюминия $\rho = 0,0283$ Ом/мм²), [6];

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, [6].

Для выбора трансформатора тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

В данной работе устанавливаются следующие приборы:

СА3020 - щитовой цифровой амперметр, предназначенный для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность $S_{\text{ном.V}} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр, предназначенный для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность $S_{\text{ном.V}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$.

СП3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр). Потребляемая мощность последовательной цепью: $S_{\text{ном.W(A)}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$ и $S_{\text{ном.W(V)}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$ параллельной.

СС3020 - щитовой цифровой частотомер, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность $S_{\text{ном.A}} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$.

ПСЧ-4ТМ.05 МК – счетчики электрической энергии, предназначены для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока.

Сечение алюминиевых жил не должно быть меньше 4 мм².

Для всех измерительных приборов принимается класс точности 0,5.

На вводе устанавливается трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В данном трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	СА3020	4	-	4
Варметр		СР3020	5	-	5
Ваттметр		СВ3020	5	-	5
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	-	0,1
Итого:			14,2	-	14,2
Амперметр	Секционный выключатель 10 кВ	СА3020	4	-	4
Итого:			4	-	4
Амперметр	Отходящие линии	СА3020	4	-	4
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	-	0,1
Итого			4,2	-	4,2

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,2}{5^2} = 0,568 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,568 - 0,1 = 0,132 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,132} = 0,858 \text{ мм}^2.$$

Определение сопротивления проводов:

Выбирается провод сечением 2 мм² [6].

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{2} = 0,057.$$

Сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,568 + 0,057 + 0,1 = 0,725 \text{ Ом.}$$

Из расчета следует, что трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2 устанавливаемый на вводе, подходит к выбору. Сопоставление расчетных и каталожных данных сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{Расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{Расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,725 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

Выбор трансформатора тока на секционном выключателе. К установке принимается трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2, [8], для которого производится аналогичный расчет

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{НОМ}$
$I_{расч} = 98,1 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{НОМ}$
$Z_{Нрасч} = 0,267 \text{ Ом}$	$Z_{НОМ} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Нрасч} \leq Z_{НОМ}$

На отходящих присоединениях выбираются трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{расч} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{расч} \leq U_{НОМ}$
$I_{расч} = 281,53 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 300 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{НОМ}$
$Z_{Нрасч} = 0,276 \text{ Ом}$	$Z_{НОМ} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{Нрасч} \leq Z_{НОМ}$

8.2.5 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по конструкции и схеме соединения;
- по напряжению установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- по вторичной нагрузке: $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$,
- по классу точности;

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

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных реле и приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Чтобы упростить расчет нагрузку приборов можно не разделять по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (91)$$

$S_{2\text{расч}}$ можно приближенно определить по выражению (91), без учета схемы включения приборов. Должно быть соблюдено условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{дон}}. \quad (92)$$

где $S_{\text{дон}}$ - мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности. Принимается для трехфазного трансформатора. [8].

Определяется вторичная нагрузка трансформатора напряжения. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность Катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная Мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ 3020	2	4	1	8
Ваттметр	СР 3020	1	5	2	10
Варметр	СР 3020	1	5	2	10
Частото-метр	СС 3020	2	5	2	20
Итого					50,8

К установке принимается трансформатор напряжения НАМИ-10-У2 (трансформатор напряжения для измерений, антирезонансный, с литой изоляцией,) [8].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
------------------	-------------------	----------------

$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_2 = 50,8 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $S_{2ном} \geq S_2$
--	---	---

8.2.6 Выбор и проверка предохранителей

Выбор предохранителей производится по току и по напряжению. Для трансформатора напряжения к установке принимается предохранитель марки ПKN 001-10У3.

8.2.6.1 Предохранители для трансформатора собственных нужд.

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мак} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (93)$$

$$I_{раб.мак} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.}$$

К установке принимается предохранитель типа ПКТ101-10-3,2-31,5У3.

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных предохранителей

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 3,2 \text{ А}$	$I_{рmax} = 3,71 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 8,029 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$

8.2.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ сборные шины и ошиновка выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются по причине их высокой стоимости. При токах до 3000 А применяются двухполосные однополосные шины. При токах выше 3000 А применяют шины коробчатого сечения.

Максимальный рабочий ток на шинах 10 кВ:

$$I_{maxHH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot 10} \quad (94)$$

$$I_{maxHH} = \frac{5770}{\sqrt{3} \cdot 10} = 333 \text{ А},$$

К установке принимается алюминиевая шина прямоугольного сечения 30 × 4 мм, $S = 120 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 365 \text{ А}$, [6].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{80,54 \cdot 10^6}}{91} = 98 \text{ мм}^2,$$

где q_{min} – минимальное сечение провода;

C – для алюминиевых шин и кабелей $C = 91$, [6].

Минимальное сечение меньше принятого сечения, следовательно, расчет произведен верно.

Длина пролета между опорными изоляторами: $L = 1.5 \text{ м}$.

Частота колебаний шины при $L = 1.5 \text{ м}$

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} \tag{95}$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{1,6}} = 230,94$$

где J – момент инерции шины, который равен $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$, [6].

q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 , [6].

Максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{yd}^2}{a} \quad (96)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6931^2}{1,5} = 5,547 \text{ Н/м}$$

где i_{yd} – ударный ток на шине, А;
 a – расстояние между фазами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} \quad (97)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{5,547 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 0,798 \text{ МПа,}$$

где L – длина пролета между опорными изоляторами, м;

W_{ϕ} – момент сопротивления шины, который равен $W_{\phi} = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8$.

Для выбранной шины $\sigma_{дон} = 90 \text{ МПа}$, [6], следовательно, они механически прочны.

8.2.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, допускаемой механической нагрузке и роду установки.

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, указанной в паспортных данных на изоляторы [9].

Условия выбора изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (98)$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп}. \quad (99)$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6];

К установке выбираются опорные изоляторы ИОР–10–3,75 УХЛ Т2, [10] с допустимой силой на изгиб:

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Высота изолятора $H_{из} = 120 \text{ мм.}$

Проверка изолятора на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h \quad (100)$$

$$F_{расч} = 5,547 \cdot 1,5 \cdot 1,317 = 10,958$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины при расположении шин плашмя:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}}. \quad (101)$$

$$k_n = \frac{120 + 8 + \frac{60}{2}}{120} = 1,317$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{дон} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

8.3 Выбор и проверка оборудования на 35 кВ

8.3.1 Выбор трансформаторов на подстанции

На подстанции установлены два трансформатора типа ТМН, имеющие номинальную мощность 6,3 МВА.

Мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{КУi} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg\phi_{\Sigma} \quad (102)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

$tg \phi_{\Sigma} = 0,25$ - экономически целесообразный коэффициент.

Требуемая мощность КУ подстанции «Мирный», Мвар:

$$Q_{КУ} = 1,77 - 5,77 \cdot 0,25 = 0,327. \quad (103)$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств, приходящаяся на одну секцию шин подстанции:

$$Q_{КУ.СШ.} = \frac{Q_{КУ.}}{2} \quad (104)$$

$$Q_{КУ.СШ.} = \frac{0,327}{2} = 0,163 \text{ Мвар.}$$

На рассматриваемой подстанции установка компенсирующих устройств не требуется, по причине малой мощности компенсирующих устройств.

Нескомпенсированная реактивная:

$$Q_{\text{неск.}} = Q_{\text{max}} . \quad (105)$$

Мощность силовых трансформаторов:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T \cdot K_3^{OPT}} , \quad (106)$$

где P_{cp} - средняя нагрузка в зимний период, МВт (значение из расчета сети);

$Q_{\text{неск}}$ -нескомпенсированная реактивная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, мвар;

n_T -число трансформаторов;

K_3^{OPT} -оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 0.7} = 4,92 \text{ МВА};$$

К установке принимается трансформатор ТМН-6300/35: $S_{Tном} = 6,3$ МВА,
[4].

Проверка.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 6.3} = 0,55 .$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{(2-1) \cdot 6.3} = 1,09.$$

Установленные на ПС «Мирный» трансформаторы загружены оптимально, поэтому производить их замену нецелесообразно.

8.3.2 Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- удобство ревизии и осмотра контактов и механической части;
- пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения;
- удобство транспортировки и обслуживания.

Условия выбора выключателей:

- напряжение установки: $U_{уст} \leq U_{ном}$;
- длительный ток: $I_{норм} \leq I_{ном}$, $I_{max} \leq I_{ном}$;
- отключающая способность: $I_{но} \leq I_{откл\ ном}$.

Проверка выбранного выключателя:

- по предельным сквозным токам КЗ выключатель проверяется на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр,с} \geq I_{но}; \tag{107}$$

$$i_{пр,с} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{но}, \tag{108}$$

где $I_{пр,с}$ - предельный сквозной ток, который выключатель способен надежно включить, кА;

$I_{но}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{пр,с}$ - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя, кА;

$i_{уд}$ - ударный ток КЗ, кА;

$k_{уд}$ - ударный коэффициент.

- на симметричный ток отключения:

$$I_{откл\ ном} \geq I_{н\tau}, \quad (109)$$

где $I_{откл\ ном}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{н\tau}$ - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

- возможность на отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{а\ ном} \geq i_{а\tau}, \quad (110)$$

$$i_{а\ ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \beta_n / 100,$$

где $i_{а\ ном}$ - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

β_n - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения;

$i_{а\tau}$ - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА

- проверка на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k. \quad (111)$$

где $I_{тер}$ - номинальный ток термической стойкости выключателя, кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (112)$$

где B_k – тепловой импульс, кА²·с;

$t_{откл}$ – время отключения;

T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

Время отключения:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (113)$$

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

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок $t_{рз}$ равны:

- сторона 35 кВ - 2,5 с;

- сторона 10 кВ - 1,5 с.

Пример выбора и проверки выключателя:

Максимальный рабочий ток:

$$I_{max} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot 35} \quad (114)$$

$$I_{max} = \frac{5947}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98,1 \text{ А.}$$

По условиям надежности, удобства и экономичности в эксплуатации к установке на ПС принимаются вакуумные выключатели марки ВВУ СЭЩ Э(П) 35-20/1000 на напряжения 35 кВ, [10].

Проверка выбранного выключателя на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.с.} = 35 \text{ кА} > I_{n0} = 5.354 \text{ кА},$$

$$i_{пр.с.} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 12.181 \text{ кА}.$$

Проверка выбранного выключателя по отключающей способности:

$$I_{откл. ном} = 12,5 \text{ кА} > I_{n0} = I_{n\tau} = 5,354 \text{ кА}.$$

Расчетное время отключения выключателя:

$$\tau = 0,01 + t_{с в откл}$$

$$\tau = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

Апериодический ток в момент τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot e^{-\tau/T_a}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot e^{-0,06/0,03} = 2,55 \text{ кА}.$$

Номинальный аperiодический ток выключателя:

$$i_{a ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл. ном} \cdot \beta / 100 =$$

$$i_{a ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 25 / 100 = 7,07 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

$$B_K = 5,354^2 \cdot (2,5 + 0,13 + 0,03) = 76,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя сведено в таблицу 13.

Таблица 13 – Сравнение данных выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	35 кВ	35 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{max}$	630 А	98 А
$I_{пр,с} \geq I_{по}$	35 кА	5.354 кА
$i_{пр с} \geq i_{уд}$	51 кА	12.181 кА
$I_{откл ном} \geq I_{пт}$	20 кА	5.354 кА
$i_{а ном} \geq i_{ат}$	7.07 кА	2.55 кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_K$	1200 кА ² ·с	76.25 кА ² ·с

8.3.3 Выбор и проверка разъединителя

На стороне 35 кВ к установке принимается разъединитель марки РГП2-35/1000УХЛ1 по току продолжительного режима ($I_{max} = 98,1 \text{ А}$), по напряжению установки ($U_{уст} = 35 \text{ кВ}$), [12, с. 8]. Выпускается в трехполюсном исполнении, с полимерной изоляцией, заземлители присутствуют с двух сторон, соответствует четвертой степени загрязнения по ГОСТ 9920-89.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя сведено в таблицу 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 98,1 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 12,181 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 76.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K = 76.25 \text{ кА}^2\text{с}$	$В_K \leq I^2_T \cdot t_T$

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

8.3.4 Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ

Трансформатор тока на напряжение 35 кВ выбирается так же, как и ТТ для 10 кВ.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ на высокой стороне, приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Нагрузка приборов ТТ на высокой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип прибора	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	СА3020	4	4	4

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 35 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,05 = 0,99 \text{ Ом.}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,99} = 1,72 \text{ мм}^2.$$

К установке принимается провод сечением 4 мм².

Находится сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245.$$

Далее рассчитывается сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,16 + 0,4245 + 0,05 = 0,63 \text{ Ом.}$$

К установке принимаем трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП, устанавливаемый на вводе. Расчетных и каталожные данные для данного трансформатора сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Проверка трансформатора тока ТОЛ 35 БП на вводе 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{Расч}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{Расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{Расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{Расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

8.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Основные характеристики ОПН:

- класс номинального напряжения;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;

Для определения расчётной величины рабочего напряжения ОПН необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на этом ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (115)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ}$$

Время действия релейной защиты составляет – 0,5 сек. Следовательно, коэффициент K_B , учитывающий увеличение допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН, будет равен 1,1, [13].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ОПН:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (116)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетов, по длительно допустимому напряжению принимается ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [12].

Поглощаемая ограничителем энергия (необходима для выбора ОПН):

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (117)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения;

U_{ocm} – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ocm} = 96$ кВ;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 500$ Ом, [14];

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Значение U можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (118)$$

где U_0 – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

k – коэффициент полярности, $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$, [14];

l – длина защищенного подхода, [14].

$$U = \frac{127}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 120,86 \text{ кВ.}$$

Время распространения волны:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (119)$$

где β – коэффициент затухания волны, [14];

c – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 7,326 \text{ мкс.}$$

Поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(120,86 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 7,326 \cdot 2 = 139,87 \text{ кДж.}$$

Удельная энергоёмкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \tag{120}$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{139,87}{35} = 3,99 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно принимается ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/ЗУХЛ1 с удельной энергоёмкостью 7 кДж/кВ.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

9.1 Защита линий 10 кВ

Рассмотрим защиту линии на примере ПС-ТП11.

Расчет максимальной токовой защиты.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (121)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [18];

$k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска

электродвигателей, принимается равным 1, [18];

k_B – коэффициент возврата, равный 0,95, [18];

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определяется ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 288,842 = 319,246 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты:

$$I_{c.п} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{ex}}{k_{T.T}} \right) \quad (122)$$

$$I_{c.п} = 319,246 \cdot \frac{1}{200 / 5} = 7,98 \text{ А}$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);

$k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.3}} \geq 1,5, \quad (123)$$

где $I_{K3}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \frac{1992}{319,246} = 6,24;$$

$$6,24 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ должна быть согласована с временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (124)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (125)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [8];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [18];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

К установке принимается максимальная токовая защита «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Составляется расчетная схема, рисунок 7.

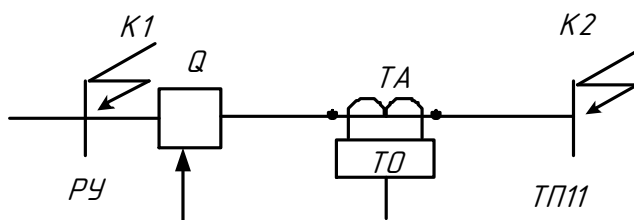


Рисунок 7 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{с.з}^{TO} = k_n \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (126)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18];

$I_{кmax}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (127)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$ [18];

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Сумму номинальных токов СТ:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{т.ри}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (128)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ А.}$$

где $S_{т.ри}$ - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

Проверка условия:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45;$$

$$2530 \geq 1037.$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_q = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (129)$$

$$k_q = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определяется полный ток замыкания на землю на линии:

$$I_{\text{знз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} \quad (130)$$

$$I_{\text{знз}} = \frac{10 \cdot 5,23}{350} = 0,149 \text{ A.}$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится так же. Расчеты всех уставок сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыка- ний на землю
	$I_{с.з}$, А	$k_ч$	$I_{с.з}$, А	$k_ч$	$I_{знз}$, А
Ф-8	130,26	12,28	2022,9	2,1	0,227
Ф-17	24,242	17,86	3183,4	1,72	0,017
Ф-18	23,302	11,96	3373,7	1,85	0,006
Ф-19	19,289	15,47	3320,9	1,79	0,009
Ф-20	29,513	17,13	3293,4	1,81	0,01
Ф-3	37,909	13,084	2602,6	1,9	0,07

9.2 Защита трансформатора

Основные защиты трансформатора -газовая и дифференциальная защиты. Резервными считают МТЗ и защиту от перегрузки.

Максимальная токовая защита защищает трансформатор полностью и является его защитой от сверхтоков внешних КЗ.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, протекающий через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{ртахвн} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

$$I_{ртахвн} = \frac{\sqrt{4.878^2 + 2.871^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,093 \text{ кА.}$$

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{сз} = \frac{K_H \cdot K_{сам}}{K_в} \cdot I_{ртах}, \quad (131)$$

где: K_H – коэффициент надежности, $K_H = 1,2$;

$K_в$ – коэффициент возврата, $K_в = 0,8$;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам} = 2,5$;

$I_{p\max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 93 = 349 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\psi} = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5,$$

где $I_{\min}^{(2)} = 3213 \text{ А}$ – ток КЗ за трансформатором на стороне НН,
приведенный к ВН,

$$K_{\psi} = \frac{3213}{349} = 9,2.$$

Условие выполняется.

Перевод в проценты для терминала Сириус 2Т:

$$I_{сз} = \frac{I_{сз} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \tag{132}$$

$$I_{сз} = \frac{349 \cdot 100}{1000} = 34,9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений при $t_{np.\max} = 1 \text{ с}$.

$$t_{с.з.T(p)} = t_{np.\max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки действует как МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{p.max},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122,06 \text{ А.}$$

Перевод уставки для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{122,06}{1000} \cdot 100\% = 12,2\%.$$

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита использует явление газообразования при повреждении бака трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от размеров и характера повреждения.

Расчет дифференциальной токовой защиты.

Производится расчет дифференциальной токовой защиты на подстанции «Мирный». Трансформатор 37,5/10,5 кВ мощностью 6,3 МВА.

Таблица 18 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование	Метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 96,9$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Схема соединения ТТ	-	Y	Y
Коэффициент схемы	k_{cx}	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	100/5	400/5
		ТОЛ - 35	ТОЛ – 10
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номB} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{k_I}$	$\frac{96,6}{100 / 5} = 4,845$	$\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$
Принятые значения	$I_{номBH}, I_{номHH}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	9	

Реально возможный диапазон регулирования напряжения

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимается за $U_{онт.}$. Расчет сведен в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование	Метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{онт}}$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 100,34$	$\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номB} = \frac{I_{ном} \cdot k_{cx}}{k_I}$	$\frac{100,3}{100 / 5} = 4,92$	$\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$

Продолжение таблицы 19

Наименование	Метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Принятые значения	$I_{ном ВН}, I_{ном НН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$	

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбору подлежит: $I_{диф} / I_{ном}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка выбирается из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройка от броска намагничивающего тока.
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ;

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Условие выбора уставки:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс}; \quad (133)$$

где $K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока КЗ.

Коэффициент отстройки $K_{отс} = 1,2$

$I_{кз.вн.макс}$ - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 6.3 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно $I_{кз.вн.макс} = 20000 / 80,4 = 12,8$. Уставка отсечки равна:

$$I_{диф} / I_{ном} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7. \quad (134)$$

Принимается уставка 11.

Дифференциальная защита.

Тормозная характеристика защиты приведена на рис.8. Токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как половина суммы модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.

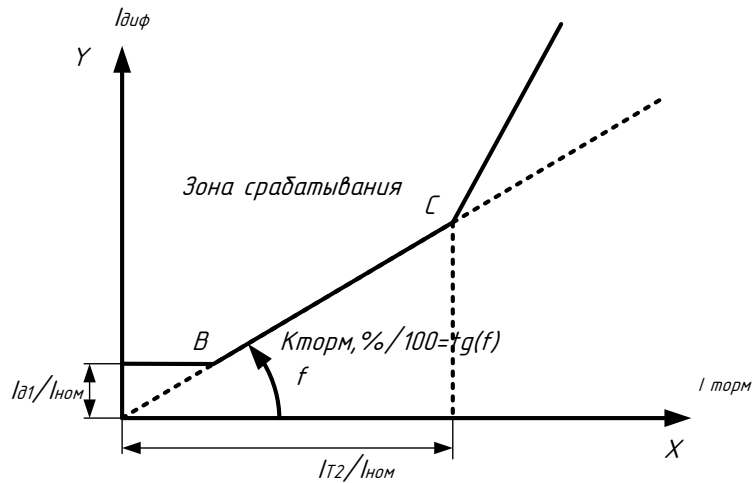


Рисунок 8 – ДФЗ: тормозная характеристика

Выбору подлежат:

$I_{д1} / I_{ном}$ - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$ - коэффициент торможения;

$I_{дг2} / I_{дг1}$ - уставка блокировки от второй гармоники

$I_{т2} / I_{ном}$ - вторая точка излома тормозной характеристики;

Расчетный ток небаланса:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (135)$$

где $K_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

При небольших уровнях сквозных токов рекомендуется принимать: $K_{одн} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $K_{пер} = 2,5$, при доле двигательной нагрузки более 50% или $K_{пер} = 2,0$ при доле двигательной нагрузки менее 50% ,[19].

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (136)$$

Тормозной ток равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} + I_{диф}) / 2. \quad (137)$$

Если один ТТ работает точно, то второй имеет погрешность, равную - $I_{диф}$.

Коэффициент снижения тормозного тока:

$$I_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (138)$$

Коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$I_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}; \quad (139)$$

$$100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т}. \quad (140)$$

Первая точка излома тормозной характеристики:

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (141)$$

При больших уставках ($I_{\partial 1} / I_{ном}$) нужно убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$ рекомендуется на уровне 12-15%.

На основании проведенных расчетов (табл.23) принимается: $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,3$, принимается $\Delta f_{добав} = 0,04$.

$$I_{ДИФ} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = \\ 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,37 \cdot I_{скв} = 0,481 \cdot I_{скв}$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \\ \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} \quad (142)$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot 0,481 / 0,815 = 59$$

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51; \quad (143)$$

$$I_{m1} / I_{ном} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51;$$

$$I_{m2} / I_{ном} = 2; \quad (144)$$

$$I_{m2} / I_{ном} > I_{m1} / I_{ном}; \quad (145)$$

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15. \quad (146)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

Рекомендуемые значения уставок: $I_{\partial} / I_{ном} = 0,1; T, c = 10$.

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами только в одной из его обмоток. Уставки задаются во вторичных значениях токов, приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки:

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_{в} \quad (146)$$

где $K_{отс} = 1,05$ коэффициент отстройки;

$K_{в} = 0,95$ коэффициент возврата в данном устройстве равен.

Номинальный ток $I_{ном}$ рекомендуют определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН на трансформаторе мощностью 6,3 МВА равны 2,7 и 3,5 А.

Расчетные значения уставки перегрузки:

$$I_{ВН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,7 / 0,95 = 3,13 \text{ А.},$$

$$I_{НН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,5 / 0,95 = 4,06 \text{ А.}$$

10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «МИРНЫЙ»

10.1 Расчет заземления подстанции «Мирный»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством.

Виды заземлений:

- защитное – предназначено для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку. Данное заземление выполняется путем заземления металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал.

- рабочее – предназначено для обеспечения нормальных режимов работы установки.

- молниезащитное – предназначено для отвода тока молнии в землю от молниеотводов или других конструкций.

ОРУ 35 кВ выполняется в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки.

Контур заземлителя выполняется с выходом за границы оборудования на 1.5 м. Это сделано для большей безопасности персонала.

ОРУ имеет размеры $A = 26$ м, $B = 14$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (147)$$

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (14 + 2 \cdot 1,5) = 493 \text{ м}^2.$$

Горизонтальные проводники в сетке выполнены в виде прутков. По условиям механической прочности, они принимаются с диаметром, равным $d = 10$ мм.

Условие проверки выбранного проводника:

Проверка сечения прутка по механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (148)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения прутка по термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (149)$$

где $\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости, [14].

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 28,301 \text{ мм}^2.$$

Проверка на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (150)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (151)$$

где $T = 240$ мес. – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается: $a_k = 0,0026$,

$b_k = 0,00915$, $c_k = 0,0104$ и $\alpha_k = 0,0224$, [17].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{Т.С.}; \quad (152)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{n-n} = 6$ м. Общая длина полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м}. \quad (153)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204$ м.

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2.701. \quad (154)$$

Принимается число ячеек $m = 3$.

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м}. \quad (155)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м}. \quad (156)$$

Расчет количества вертикальных электродов:

Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки.

Расстояние между вертикальными электродами составляет: $a = 6$ м

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7.401 \quad (157)$$

Принимается количество вертикальных электродов $n_B = 8$.

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_s = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (158)$$

где A_{min} – коэффициент подобия, зависящий от отношения:

$$A_{min} = f\left(\frac{l_B}{\sqrt{S}}\right) = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,225. \quad (159)$$

Для дальнейших расчетов A_{min} принимается равным 0,33 [2]. Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно будут равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left(\frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (160)$$

где I_M – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 0,996,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,014.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (161)$$

Следовательно:

$$R_{u1} = 0,389 \cdot 0,996 = 0,385 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,078 \cdot 1,014 = 0,079 \text{ Ом.}$$

Расчет является верным при выполнении условия: $R_{общ} \leq 0,5 \text{ Ом}$:

$$R_{общ} = R_{u1} + R_{u2} \tag{162}$$

$$R_{общ} = 0,385 + 0,079 = 0,464 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать 5000 В :

$$U_3 = R_u \cdot I_3 \tag{163}$$

$$U_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2366,4 \text{ В.}$$

где I_3 – расчетный ток замыкания на землю, А.

10.2 Расчет молниезащиты ОРУ

Молниеотводы используют для защиты от прямых ударов молнии.

Молниеотвод – это возвышающееся над защищаемым объектом устройство, через которое ток молнии, отводится в землю, минуя защищаемый объект.

Защитное действие молниеотводов характеризуется пространством вблизи молниеотвода (зоной защиты).

Нормируемые зоны в России:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее $0,005$ и $U \leq 500 \text{ кВ}$;
- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее $0,05$ и $U > 750 \text{ кВ}$.

Для защиты от прямого удара молнии применяются тросовые молниеотводы, стержневые молниеотводы, а также молниезащитные сетки.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Для молниеотводов 1, 2 принимается высота $h = 14$ м.

Параметры, характеризующие зоны защиты четырех равновеликих стержневых молниеотводов:

h – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$ – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$ – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

h_i – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

r_0 – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

r_{ix} – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

r_{icx} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h; \quad (164)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (165)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{IX} = 9 \text{ м} - \text{на уровне линейного портала};$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (166)$$

$$r_{ix} = 18,122 \cdot \left(1 - \frac{9}{14,45}\right) = 6,835 \text{ м.}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (167)$$

$$h_{1-2CF} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 .$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{ix}}{h_{CF}}. \quad (168)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м.}$$

10.3 Расчет грозоупорности ВЛ

Чаще всего воздушные линии 35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому однофазные перекрытия на землю не представляют опасности: возникающая дуга тока короткого замыкания гаснет. Грозовые отключения ВЛ возможны только при двухфазных или трехфазных перекрытиях изоляции.

Гроуоупорность рассчитывается для удара молнии в опору и для отключения линии из-за обратных перекрытий изоляции.

Удар молнии в опору.

На напряжение 35 кВ принимается опора типа П 35-1, [2], изображенную на рисунке 9.

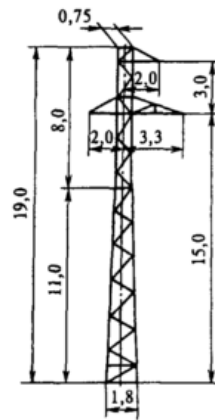


Рисунок 9 – Стальная промежуточная одноцепная опора ВЛ 35 кВ

Таблица 20 - Параметры опоры

$l_{прол}, м$	$h_{пр.н}, м$	$h_{пр.в}, м$	$h_{тр}, м$	$h_{ср}, м$	$h_2, м$
213,6	15	18	19	12	5,5

Стрела провеса троса в середине пролета:

$$f_{пр} = h_{пр.в} - h_2 = 18 - 5,5 = 9,5, \quad (169)$$

где h_2 - наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета;

$h_{пр.в}$ - высота подвеса верхнего провода на опоре;

Средняя высота подвеса провода:

$$h_{ср} = h_{пр.в} - \frac{2}{3} \cdot f_{пр} = 18 - \frac{2}{3} \cdot 9,5 = 11,667 м \quad (170)$$

Плотность разрядов молнии на землю:

$$p_0 = 0.05 \cdot N_{2,ч}, \quad (171)$$

где $N_{2,ч}$ - число грозных часов в год, $N_{2,ч} = 40$, [14].

$$p_0 = 0.05 \cdot 40 = 2.$$

Общее число ударов молнии на 100 км длины линии:

$$N = 0,2 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{mp.mp}}{2} + 5h_{cp.} - \frac{2 \cdot h_{cp.}^2}{30} \right); \quad (172)$$

$$N = 0,15 \cdot 2 \cdot \left(\frac{0}{2} + 5 \cdot 12 + \frac{2 \cdot 12^2}{30} \right) = 19,704.$$

Число ударов молнии на 100 км линии:

$$N_{он} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{mp}}{l_{прол}} = 4 \cdot 19,704 \cdot \frac{41}{430} = 7,575; \quad (173)$$

$$N_{он} = 18.$$

Число изоляторов в гирлянде $n_{из} = 5$;

Высота 1 изолятора $H_{из} = 0,124$ м.

Длина разрядного пути:

$$l_{разр} = n_{из} \cdot H_{из} = 5 \cdot 0,124 = 0,62 \text{ м.} \quad (174)$$

Наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение согласно РД принимаем $U_{дл.дон} = 40,2$ кВ, [14].

Коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты:

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U_{\text{дл.дот}}}{L_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = \left(1,6 \cdot \frac{40,2}{0,62} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,977. \quad (175)$$

Т.к. $\eta > 0,9$, то принимаем $\eta = 0,9$.

Вероятность перекрытия линейной изоляции:

$$P_{\text{он}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}}, \quad (176)$$

где $I_{\text{кр}}$ - критический ток молнии.

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{50\%}}{R_u}, \quad (177)$$

где $U_{50\%}$ - 50 % разрядное напряжение.

$$U_{50\%} = 340 \cdot k_{\text{констр}} \cdot k_E \cdot L_{\text{разр}} \cdot \left(1 + \frac{15}{t + 9.5} \right); \quad (178)$$

$$U_{50\%} = 340 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,62 \cdot \left(1 + \frac{15}{10^{-6} + 9.5} \right) = 378,969 \text{ кВ.}$$

Время перекрытия изоляции $t = 10^{-6}$.

Коэффициент, учитывающий разницу в конструкции изоляторов (т.к. чистая атмосфера) $k_{\text{констр}} = 1$, [14].

Коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды $k_E = 1$, [14].

Импульсное сопротивление заземлителя $R_u = 10$ Ом.

$$I_{кр} = \frac{378,969}{10} = 37,897 \text{ кА.}$$

Удельное число грозových отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударе молнии в опору:

$$n_{он} = 0,5 \cdot N_{он} \cdot P_{он} \cdot \eta = 0,5 \cdot 19,704 \cdot 0,22 \cdot 0,9 = 1,947 \quad (179)$$

Удар молнии в провод.

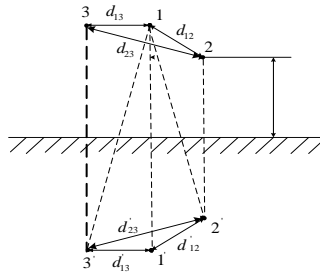


Рисунок 10 – Расстояние между проводами

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h_{cp.нр}}{r} \right) = 60 \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 12}{0,0084} \right) = 475,764 \text{ Ом} . \quad (180)$$

Расчет взаимных волновых сопротивлений:

$$d_{12} = 4,46 \text{ м}; \quad d'_{12} = 32,548 \text{ м}; \quad d_{13} = 4 \text{ м}; \quad d'_{13} = 38,946 \text{ м}.$$

Волновые сопротивления:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \left(\frac{d'_{12}}{d_{12}} \right) \quad (181)$$

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln\left(\frac{32,548}{4,46}\right) = 119,256 \text{ Ом},$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{d'_{13}}{d_{13}}\right) \quad (182)$$

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln\left(\frac{4}{38,946}\right) = 136,553 \text{ Ом}.$$

Волновое сопротивление коронируемой линии:

$$Z_{np.k} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} \quad (183)$$

$$Z_{np.k} = \frac{475,764 + 119,256 + 136,553}{3} = 243,858 \text{ Ом}.$$

Расчет волнового сопротивления коронируемой ВЛ:

$$\beta = 1.16 \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot h_{npe} \cdot E_{cp}}{U_{\text{дл.дон}}}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot h_{npe}}{r_{np}}\right)}} \quad (184)$$

$$\beta = 1.16 \cdot \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{1.5 \cdot 18 \cdot 21}{35}\right)}{\ln\left(\frac{2 \cdot 18}{0.0084}\right)}} = 1,09$$

где E_{cp} - средняя напряженность поля на границе коронного чехла.

Разрядное напряжение для импульса положительной полярности:

$$U'_{50\%} = 378,969 \text{ кВ.}$$

Волновое сопротивление коронирующей ВЛ:

$$Z_{np.K} = Z_{np.k} \cdot \beta \quad (185)$$

$$Z_{np.K} = Z_{np.k} \cdot \beta = 243,858 \cdot 1,09 = 265,913 \text{ Ом}$$

Крутизна тока молнии:

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{np.k}} \quad (186)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot 378,969}{265,913} = 2,85 \text{ кА.}$$

Вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в провод:

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}}. \quad (187)$$

$$P_{np} = e^{-0,04 \cdot 2,85} = 0,892$$

Удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в провод:

$$n_{np} = 0,5N \cdot P_{np} \cdot \eta \quad (188)$$

$$n_{np} = 0,5 \cdot 2,956 \cdot 0,892 \cdot 0,9 = 1,187$$

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

11.1 Исходные данные

Для выполнения выпускной квалификационной работы известны следующие исходные данные: план жилого северо-западного микрорайона г. Мирный, представленный на рисунке 1; протяженность кабельной сети 0,4 и 10 кВ, сечения и марки кабелей, мощность трансформаторов КТП, суммарная расчетная нагрузка.

Для обоснования работы «Реконструкция системы электроснабжения северо-западного микрорайона в городе Мирный» необходимо рассчитать себестоимость электроэнергии и вложения в строительство этой сети.

В работе разрабатывается система электроснабжения города, т.к. существующая система имеет ряд недостатков и установленное оборудование уже устарело и не выдерживает всех нагрузок.

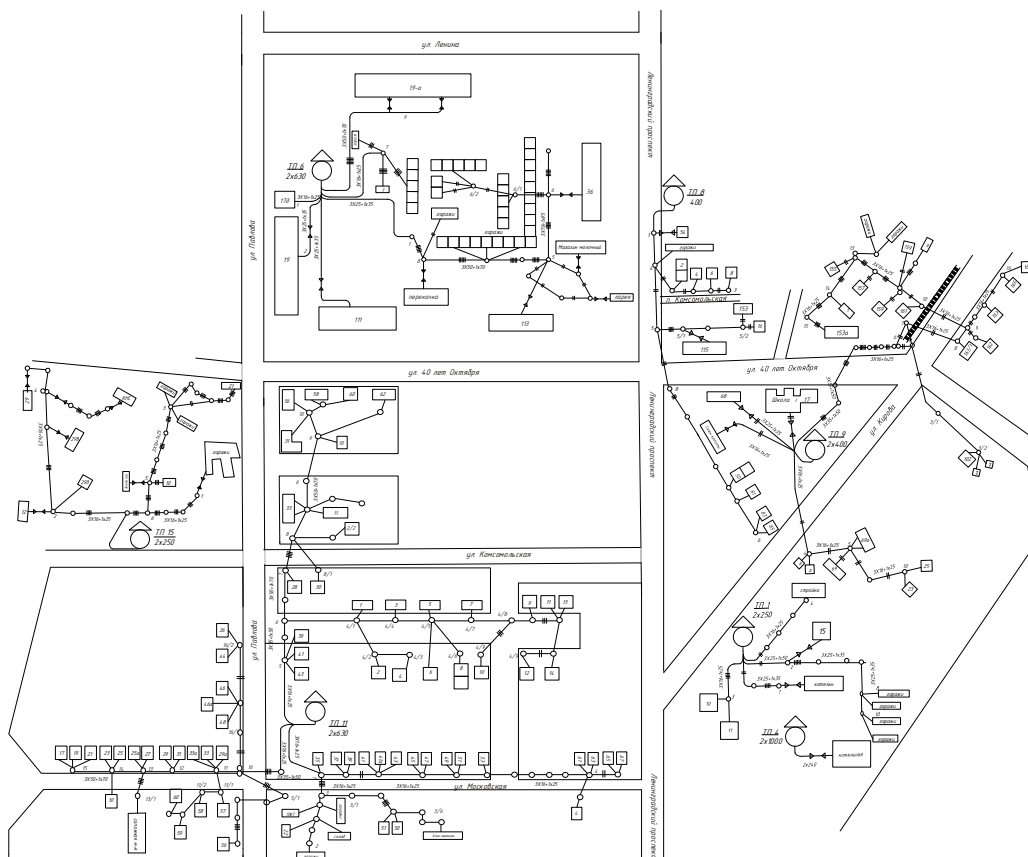


Рисунок 11 – План жилого микрорайона «Южный»

Тарифы оплаты за электроэнергию для потребителей со второго полугодия 2019 года в газифицированных домах увеличатся и составят 3,73 рубля. Для этой

категории населения рост стоимости услуг к сегодняшнему уровню составит 21 копейку. Владельцам квартир с электроплитами 1 кВт·ч электроэнергии с 1 июля наступившего года будет обходиться в 2, 61 рубля. Это на 6 копеек больше.

11.2 Расчет капитальных вложений в СЭС

Для создания новых, расширения действующих, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по формуле:

Капитальные вложения в воздушные линии:[1]

$$K_{ВЛ} = \sum L_{ВЛi} \cdot c_i \cdot k_p, \quad (195)$$

где $L_{ВЛi}$ - длина воздушной линии i сечения, км;

c_i - стоимость 1 метра провода i сечения на 2019г., тыс. руб/км [1];

k_p - районный коэффициент, для города Белогорска Амурской области принимается равным 1,3.

Для воздушной линии 10 кВ будет принят провод марки «SAX», являющийся аналогом провода СИП 3.

Капитальные вложения в воздушную линию сети 10 кВ приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Капитальные вложения в воздушную сеть 10 кВ

Участок линии	Марка и сечение	Стоимость, тыс. руб. /км	Длина, км	$K_{район}$	Цена, тыс. руб.
КТП8-КТП6	SAX-35	32,204	0,52	1,3	21,77
КТП6-КТП15	SAX-35	32,204	0,82		34,33
КТП15-КТП11	SAX-50	39,852	0,24		12,44
КТП8-КТП9	SAX-35	32,204	0,97		40,61
КТП9-КТП1	SAX-35	32,204	1,01		42,28
КТП1-КТП4	SAX-50	39,852	0,56		29,02
КТП4-КТП11	SAX-50	39,852	1,17		60,62
КТП11-РТП	SAX-70	50,805	1,74		114,92
Итого:			7,03		355,99

Капиталовложения в КТП рассчитываются по выражению:

$$K_{КТП} = K_{КТП} \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (196)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость КТП с учётом строительно-монтажных работ в ценах 2019 года, тыс. руб., [5];

$K_{район}$ - коэффициент района, принимается равным 1,3, [24];

S – площадь, отводимая под КТП, м²;

$k_{осв}$ – стоимость земли ($k_{осв} = 103,12$ руб/м² по данным [14]).

Рассчитаем капиталовложения в КТП 1:

$$K_{КТП1} = 568,76 \cdot 2 + 100 \cdot 103,12 \cdot 10^{-3} = 1147,8 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 22 – Капитальные вложения в КТП

КТП	S _{тр} , кВА	N _{тр} , шт.	S, м ²	Стоимость КТП, тыс. руб.	Суммарные K _{кТП} , тыс. руб
КТП 1	250	2	100	568,8	1149
КТП 4	1000	2	100	845,43	1701
КТП 6	630	2	100	725,5	1461,4
КТП 8	400	1	100	495,41	505,7
КТП 9	400	2	100	628,6	1267,3
КТП 11	630	2	100	725,51	1461,2
КТП 15	250	2	100	568,77	1149
Итого:					8691,8

После этого определяются капиталовложения в ВЛ 0,4 кВ. Расчет производится аналогично расчету для ВЛ 10 кВ.

Покажем в качестве примера расчет для участка ТП1-2:

$$K_{ВЛ_ТП1-2} = 0,18 \cdot 81,092 \cdot 1,3 = 18,97 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные расчеты сводятся в таблицу 3 и определяется суммарная величина капиталовложений в КЛ 0,4 кВ.

Таблица 23 – Капитальные вложения в электрическую сеть напряжением 0,4кВ

Участок линии	Длина, км	Сечение	Марка	Стоимость, тыс. руб./км	Цена, тыс. руб.
1	2	4	5	6	7
тп1-2	0,180	3x25+1x35	СИП 2А	81,13	18,99
тп1-4	0,300	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	22,60
тп1-3	0,250	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	18,83
тп1-1	0,150	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	15,81
2-8	0,180	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	18,99

1	2	4	5	6	7
8-10	0,200	3x25+1x35	СИП 2А	81,13	21,08
тп4-21	0,100	3x240	СИП 2А	409,8	53,27
тп6-1	0,400	3x16+1x25	СИП 2А	57,7	30,14
тп6-2	0,120	3x35+1x50	СИП 2А	108,1	16,77
тп6-3	0,150	3x35+1x50	СИП 2А	108,1	20,96
тп6-9	0,100	3x50+1x70	СИП 2А	147,94	19,22
тп6-7	0,800	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	60,28
тп6-8	0,200	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	21,08
8-5	0,120	3x50+1x70	СИП 2А	147,94	23,07
5-6	0,130	3x70+1x95	СИП 2А	202,754	34,26
тп8-1	0,300	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	22,60
1-4	0,220	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	16,57
4-5/1	0,140	3x35+1x50	СИП 2А	107,533	19,57
5/1-5/2	0,150	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	28,84
5-6	0,160	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	30,76
тп9-1	0,130	3x35+1x50	СИП 2А	107,533	18,17
тп9-2	0,250	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	26,35
тп9-3	0,400	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	42,16
тп9-4	0,450	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	33,91
4-5	0,350	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	26,37
5-10	0,160	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	12,05
тп9-6	0,500	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	37,67
6-8	0,450	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	33,91
8-9	0,280	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	21,10
9-10	0,120	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	9,04
10-13	0,150	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	11,30

Продолжение таблицы 23

13-15	0,100	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	7,53
9-16	0,200	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	15,07
тп11-1	0,600	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	45,21
1-3	0,120	3x35+1x50	СИП 2А	107,533	16,77
3-2	0,110	3x35+1x50	СИП 2А	107,533	15,37
1-4	0,320	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	24,11
тп11-5	0,350	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	26,37
тп11-16	0,200	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	15,07
16-11	0,250	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	18,83
11-15	0,130	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	24,99
5-6	0,150	3x35+1x50	СИП 2А	107,533	20,96
6-7	0,200	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	38,45
7-8	0,140	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	26,92
8-10	0,120	3x50+1x70	СИП 2А	147,920	23,07
тп15-2	0,380	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	28,63
2-4	0,300	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	22,60
тп15-6	0,500	3x16+1x25	СИП 2А	57,97	37,67
6-5	0,230	3x25+1x35	СИП 2А	81,1	24,24
Итого:					1217,81

Определяются суммарные капиталовложения на сооружение СЭС:

$$K_{\Sigma} = K_{ВЛ10,4} + K_{ВЛ10} + K_{км\Sigma} = 1217,81 + 355,99 + 8691,7 = 10265,5 \text{ тыс. руб.} \quad (197)$$

11.3 Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капремонт, техническое обслуживание и текущий ремонт

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются по выражению:

$$I_{ам} = K \cdot \alpha_{ам}, \quad (198)$$

Г

Д

е нормы отчислений на амортизацию в год, [3] о.е.

капитальные вложения, тыс. руб.;

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, для ВЛ $T_{сл} = 25$ лет; для КТП $T_{сл} = 25$ лет.

Определение ежегодных затрат на капитальный ремонт (КР) и текущий ремонт (ТР), а также на техническое обслуживание (ТО) оборудования:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (200)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Общие капиталовложения в воздушные линии:

$$K_{общ.ВЛ} = K_{вл_10} + K_{вл_0,4} = 1217,81 + 355,99 = 1573,8 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амВЛ} = 1573,8 \cdot 0,04 = 62,95 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксВЛ} = 1573,8 \cdot 0,004 = 6,29 \text{ тыс. руб.}$$

Д

Капиталовложения в КТП: $K_{кмп\Sigma} = 8691,7 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

К $I_{ам}^{кмп} = 8691,7 \cdot 0,04 = 347,67 \text{ тыс. руб.}$

Т

П Эксплуатационные издержки:

П $I_{экс}^{кмп} = 8691,7 \cdot 0,037 = 321,59 \text{ тыс. руб.}$

р

я

Определяются суммарные амортизационные отчисления и эксплуатацион-

$$I_{ам} = I_{амВЛ} + I_{ам}^{кмп} = 62,95 + 347,67 = 410,62 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{экс} = I_{эксВЛ} + I_{экс}^{кмп} = 6,29 + 321,59 = 327,88 \text{ тыс. руб.}$$

Т

с

я

11.4 Расчет потерь электрической энергии

Потери энергии в сети будут равны потерям в линиях 0,4 и 10 кВ и в КТП.

Время использования максимальной нагрузки $T_{max} = 5300$ часов, согласно таблице 2.4.4 [18]

Время наибольших потерь в сети $\tau = 1129$ ч.

Для ВЛИ 10 кВ потери энергии за год имеют значение:

$$\Delta W_{ВЛИ_10} = 452367 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для ВЛИ 0,4 кВ потери мощности за год имеют значение:

$$\Delta W_{ВЛИ_0,4} = 341752,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Суммарные потери энергии за год в линиях:

$$\Delta W_{ВЛИ\Sigma} = 452367 + 341752,5 = 793909,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери энергии в трансформаторах за год:

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = \Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{КЗ}}, \quad (201)$$

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (202)$$

Расчет потерь энергии на примере ТП №8, с установленным на ней трансформатором ТМ 400/10/0.4 .

Так потери мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе ТП № 8 соответственно равны: $\Delta P_{\text{ХХ}} = 1,05 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{КЗ}} = 5,5 \text{ кВт}$, [11].

Тогда потери энергии за год в трансформаторе равны:

$$\Delta W_{\text{ТП.год}} = 2 \cdot 1,05 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 5,5 \cdot 0,6^2 \cdot 1129 = 9756,86 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = 93560,53 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}.$$

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{ВЛИ}\Sigma} + \Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}}, \quad (203)$$

$$\Delta W = 793909,5 + 93560,53 = 887470 \text{ кВт}\cdot\text{год}.$$

Полезная потребляемая энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (204)$$

где $P_{\text{р}}$ – суммарная расчетная нагрузка сети ($P_{\text{р}} = 1704 \text{ кВт}$).

Определим потребляемую полезную энергию:

$$W_{\text{год}} = 1704 \cdot 5300 = 9031200 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Оплата энергии, потребляемой из энергосистемы (без учета потерь):

$$I_{\text{э}} = T_{\text{д}} \cdot W_{\text{год}}, \quad (205)$$

где $T_{\text{д}}$ – тариф энергоснабжающей организации на уровне 10 кВ

$$(T_{\text{д}} = 725,70 \text{ руб}/\text{МВт}\cdot\text{ч}) [26].$$

$$I_{\text{э}} = 725,70 \cdot 9031,2 = 6553941 \text{ руб.} = 6553,94 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta\varepsilon} = T_{\text{д}} \cdot \Delta W, \quad (206)$$

Определим их:

$$I_{\Delta\varepsilon} = 725,70 \cdot 887,47 = 644036,98 \text{ руб.} = 644,037 \text{ тыс. руб.}$$

11.5 Расчет численности рабочих

Сначала определяется численность рабочих по обслуживанию ВЛ 10кВ и ВЛ 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \text{ чел.}, \quad (207)$$

где n_1 – норматив численности (для ВЛ 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для ВЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км);

L – длина линии, км.

$$N_1 = N_{10} = 7,03 \cdot 3,5 / 100 = 0,245 \text{ чел.};$$

$$N_2 = N_{0,4} = 11,99 \cdot 3 / 100 = 0,359 \text{ чел.};$$

$$N = N_1 + N_2 = 0,6 \text{ чел.}$$

После определяется количество рабочих для обслуживания ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{\text{ТП}} \cdot n_3, \text{ чел.}, \quad (208)$$

где n_3 – норматив численности (для ЗТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.), определяется по табл. 42, [5];

$X_{\text{ТП}}$ – количество ТП соответствующего типа, ед.

Число ТП = 7 шт

$$N_3 = 7 \cdot 3 / 100 = 0,21 \text{ чел.}$$

Численность рабочих, занятых на присоединении 10 кВ (если число присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{\text{пр}} \cdot n_4, \text{ чел,} \tag{209}$$

где n_4 – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); определяется по табл. 43, [5];

$X_{\text{пр}}$ – число присоединений, ед.

$$N_4 = 43 \cdot 2 / 1000 = 0,09 \text{ чел.}$$

Определяется также численность рабочих по эксплуатации электросчетчиков:

$$N_5 = X_{\text{уч}} \cdot n_5, \text{ чел,} \tag{210}$$

где n_5 – норматив численности (2,3 чел. на 10000 счетчиков), определяется по табл. 48, [5];

$X_{\text{уч}}$ – количество счетчиков (4586), ед.

$$N_5 = 4586 \cdot 2,3 / 10000 = 1,05 \text{ чел.}$$

Определяется численность рабочих по эксплуатации систем учета бытовых потребителей:

$$N_6 = X_{\text{аб}} \cdot n_6, \text{ чел,} \tag{211}$$

где n_6 – норматив численности (3,2 чел. на 10000 счетчиков), определяется

по табл. 46, [5];

$X_{аб}$ – число абонентов (4 586), ед.

$$N_6 = 4586 \cdot 3,2 / 10000 = 1,047 \text{ чел.}$$

Численность рабочих по эксплуатации РЗ и А:

$$N_7 = X_{РЗиА} \cdot n_7, \text{ чел,} \tag{212}$$

где n_7 – норматив численности (4 чел. на 1000 ед.), определяется по табл. 49, [5];

$X_{РЗиА}$ – количество устройств РЗ и А (13 ед. на РП).

$$N_7 = 13 \cdot 4 / 1000 = 0,05 \text{ чел.}$$

Численность рабочих по эксплуатации системы освещения:

$$N_8 = X_{осв} \cdot n_8, \text{ чел,} \tag{213}$$

где n_8 – норматив численности (2 чел. на 1000 ед.), определяется по табл. 50, [5];

$X_{осв}$ – количество ламп ДНаТ-250 (132 ед.).

$$N_8 = 132 \cdot 2 / 1000 = 0,26 \text{ чел.}$$

Определяем итоговую среднесписочную численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}}, \text{ чел.}, \quad (214)$$

где k_p – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,2), определяется по табл. 51, [5];

$N_{\text{рем}}$ – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП принимается 2 чел.

$$ССЧ = (0,6 + 0,21 + 0,09 + 1,05 + 1,047 + 0,05 + 0,26) \cdot 1,2 = 3,968 \approx 4 \text{ чел.}$$

$$N_{\text{раб}} = ССЧ .$$

Если численность рабочих менее 10 чел, то расчет ИТР и АУП не требуется (принимается 1\3 от численности рабочих):

$$N_{\text{ИТР}} = N_{\text{АУП}} = \frac{1}{3} \cdot N_{\text{раб}} = \frac{1}{3} \cdot 4 = 1 \text{ чел.}$$

Итого общее число рабочих и ИТР 5 человек.

11.6 Расчет заработной платы

Общий годовой фонд оплаты труда определяется по формуле:

$$\Phi ЗП = ЗП_{\text{см}} \cdot 12 \cdot ССЧ, \text{ тыс. руб.}, \quad (215)$$

где $ЗП_{\text{см}}$ - среднемесячная заработная плата одного рабочего;

$ССЧ$ - среднесписочная численность работников.

Определяем среднемесячную заработную плату для данного региона (Республика Саха (Якутия)).

$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 28,061$ тыс. руб. – для Республики Саха (Якутии), для отрасли электроэнергетики, производства и передачи электроэнергии:

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{\text{СМ.НАЧ}} = 5 \cdot 12 \cdot 28,061 = 1680,6 \text{ тыс. руб.} \quad (216)$$

11.7 Расчет взносов в Пенсионный фонд РФ, фонд социального страхования РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования вместо единого социального налога

В фонд заработной платы предприятия начисляются налоги в фонд социального страхования РФ, в пенсионный фонд РФ, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования и территориальные фонды обязательного медицинского страхования.

Ставка налога рассчитывается так: чем больше зарплата, тем меньше налог.

Обычный размер ставки составляет $\alpha_{\text{ЕСН}} = 30 \%$.

Расчет взносов определяется формулой:

$$СП = \Phi ЗП_{\text{год}} \cdot \alpha_{СП} \quad (217)$$

Сумма взносов в тыс. руб.:

$$СП = 1680,6 \cdot 0,3 = 504,18$$

11.8 Расчет прочих затрат

По найденным выше значениям издержек, годового фонда заработной платы и ЕСН определяются прочие затраты:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\Delta w} + СП + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K_{\Sigma}, \quad (218)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (410,62 + 327,88 + 644,037 + 504,18 + 1680,6) + 0,03 \cdot 10265,5 = 3958,83 \text{ тыс. руб.}$$

11.9 Расчет себестоимости электроэнергии

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице 24.

Таблица 24 - Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам

Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	410,62
Затраты на ремонт и эксплуатации	$I_{экс}$	тыс. руб.	327,88
- затраты на топливно-энергетических ресурсы на технологические цели (потери электроэнергии и расход на собственные нужды)	$I_{ΔW}$	тыс. руб.	644,037
Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\PhiЗП$	тыс. руб.	1680,6
Прочие расходы	$I_{пр}$	тыс. руб.	3958,83
Всего годовых затрат	I_{Σ}	тыс. руб.	7021,97
Электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия	W	кВт·ч	903120
Себестоимость одного 1 кВт·ч электроэнергии	C	руб./кВт·ч	0,8

Себестоимость вычисляется по следующему выражению:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{7021970}{9031200} = 0,8 \text{ руб./кВт·ч.}$$

11.10 Стоимостная оценка результатов инвестиционного проекта

Основной задачей стоимостной оценки результатов строительства является оценка выручки от реализации проекта и определение полезно отпускаемой электроэнергии в год.

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (219)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

T_i – одноставочный тариф, руб/МВт·ч. [7];

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

$$O_{Pt} = 9031,2 \cdot 3700 \cdot 0,5 = 16707,720 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в полное электроснабжение составит:

$$T_{ок} = \frac{K}{O_{ИП}} = \frac{10265,5 \cdot 10^3}{16707,72 \cdot 10^3} = 0,62 \text{ лет} \quad (220)$$

12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Выпускная квалификационная работа рассматривает реконструкцию системы электроснабжения северо-западного микрорайона города Мирный, который питается от подстанции «Мирный». В частности, в данной работе предполагается замена морально и физически устаревшего оборудования на более новое. Это будет способствовать надежности электроснабжения района.

12.1 Безопасность проекта

Так как тема данной работы – реконструкция систем электроснабжения, то следует линии электропередачи выполнить кабелями или самонесущими изолированными проводами (СИП), в соответствии с требованием ПУЭ. В ходе реконструкции жилого микрорайона все ВЛЭП предполагается заменить на самонесущие изолированные провода (СИП). В данном разделе будет рассматриваться ТБ при монтаже самонесущих изолированных проводов и работе на опорах.

12.1.1 Техника безопасности при работе на опорах

Подниматься на опору ВЛ 10/0,4 кВ и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с помощью телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Подниматься на опору разрешается членам бригады, имеющим группу по электробезопасности:

I—при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

II — при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ—не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

III—при всех видах работ до верха опоры;

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, имеющие группы по электробезопасности, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

При подъеме на железобетонную опору строп предохранительного пояса следует заводить за стойку или прикреплять к лазу.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады попускает по мере необходимости.

При подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении запрещается находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Схему подъема груза выбирать и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).

12.1.2 Техника безопасности при монтаже СИП

К работам по монтажу и наладке допускается специально обученный персонал. Работы производятся в строгом соответствии с правилами безопасности и рабочей документации

Электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

- работы по монтажу опорных конструкций производятся в первой стадии;

- Монтаж проводов СИП выполняется во второй стадии.

По трассе ВЛ должна быть очищена просека. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить только в разрешенный период времени.

Запрещается нахождение рабочих или производство работ под монтируемым оборудованием.

Металлические корпуса и другие части оборудования должны быть заземлены. Также должны быть заземлены строительные леса

В соответствии с правилами безопасности при производстве работ персонал должен пользоваться защитными касками.

Витки провода на барабане запрещается поправлять во время его раскатки.

При производстве ремонтных работ вокруг места ремонта необходимо выставить наблюдающих и разместить соответствующие плакаты.

Вовремя грозы монтажные работы запрещаются. Также запрещается натяжение проводов при скорости ветра более 10-12 м/с.

12. 2 Экологичность проекта

Под экологичностью проекта в данной работе понимается воздействие электрической сети города на окружающую среду и на жителей города. При напряжении 10 и 0,4 кВ воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным, что связано с небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок данного класса напряжения. В конструкции данных установок предусмотрена защитой от воздействия ЭМП. В данной работе следует рассмотреть отвод земель во дворах жилых домов под строительство КТПН.

12.2.1 Мероприятия по охране окружающей среды

Отвод земель под ТП 10/0,4 кВ

Руководствуясь «Нормами отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38- 500 кВ»[9], в данной работе необходим отвод земельных территорий, на которых будут смонтированы рассчитанные и выбранные конструкции трансформаторных подстанций, [9].

Для трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ площадь земельных участков, отводимых для строительства ТП будет составлять:

- для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 100, 250 и 400 кВА – 50 м²;

- для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250 – 400, 630 и 1000 кВА – 100 м².

Для построенных ТП данные приведены в таблице 20.

Таблица 25 – Отвод земель под ТП

№ ТП	$S_{ТП}$, кВА	Количество трансформаторов на ТП, шт.	Отвод земель под строительство реконструируемых ТП, м ²
1	250	2	100
4	1000	2	100
6	630	2	100
8	400	1	50
9	400	2	100
11	630	2	100
15	250	2	100
Итого:			650

12.3 Чрезвычайные ситуации

В рассматриваемой работе осуществлена работа по реконструкции электроснабжения северо-западного микрорайона города Мирный. Опаснейшая ЧП в черте города - пожар на ТП.

Чтобы потушить пожар в электроустановке, находящейся под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций".

1) Тот, кто заметил возгорание, обязан тут же донести информацию о нем в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта. После доклада он должен начать тушить пожар всеми имеющимися средствами.

2) Старший по смене персонала обязан определить место возгорания, какую угрозу пожар может нанести имеющемуся электрооборудованию, возможные пути его распространения и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене обязан проверить включена ли автоматическая система пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара, приступить к тушению силами и средствами подстанции и назначить для встречи пожарных подразделений человека, который хорошо знает расположение подъездных путей и водисточников.

4) До того, как прибудет первое пожарное подразделение старший по смене является руководителем тушения пожара. Затем руководство тушением пожара принимает на себя старший командир пожарного подразделения.

5) Дежурный персонал может отключать присоединения, на которых происходит возгорание оборудования, без получения разрешения, но с последующим уведомлением о произведенном отключении.

6) Старший из технического персонала проводит инструктаж, дает письменное разрешение на тушение пожара и пожарные подразделения приступают к тушению.

7) Работа пожарных подразделений производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования.

8) Проникновение личного состава пожарных подразделений недопустимо в те части, которые находятся под напряжением. Также необходимо усилить охрану территории, чтобы не допустить к месту пожара посторонние лица.

Все необходимое для тушения пожара должно находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены в красный цвет.

Все электроустановки, которые расположены рядом с очагом пожара, нужно защищать от действия высокой температуры. Чтобы не допустить увеличения площади пожара горячее масло нельзя тушить компактными водяными струями. Чтобы потушить любую маслonaполненную аппаратуру – следует отключить аппарат с каждой стороны и тушить его всеми имеющимися средствами.

При тушении щитов управления и релейных панелей, нужно сохранить аппаратуру, установленную на них так как они являются наиболее ответственной частью электроустановки.

При возгорании кабелей, проводов и аппаратуры на панелях сначала нужно снять с них напряжение и приступать к тушению, не допуская чтобы огонь перекинулся на рядом находящиеся панели. При тушении пожара в основном применяются углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Была выполнена разработка реконструкции электроснабжения северо-западного микрорайона города Мирный в Республике Саха (Якутия).

Была выполнена работа по расчету нагрузок коммунально-бытовых потребителей, проживающих в данном районе. Кроме расчета нагрузок был выполнен расчет уличного освещения. На основе расчета нагрузок было выбрано оборудование, которое морально и физически более совершенно, чем установленное ранее. К установке были выбраны комплектные распределительные устройства, коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередачи, а также другое оборудование. Данное оборудование подходит к установке при постоянно растущей нагрузке потребителей, так как имеет длительный ресурс безаварийной работы. Микрорайон будет обеспечен питанием от группы КТПН 10/0.4 кВ.

Также, было заменено оборудование на более совершенное на подстанции Мирный.

Был произведен расчет токов КЗ и выбрана защита для их устранения.

В данной работе был произведен расчет капиталовложений в реконструкцию, чтобы наглядно показать целесообразность этой реконструкции.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 3 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 - 1150 кВ. Т.2 – М.: 2003.- 398с.
- 4 Блок, В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «Высшая школа», 1990. – 383 с.
- 5 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 6 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 7 Киреев, Э. А. Электроснабжение промышленных предприятий / Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. - М.: НТФ «Энергетик », 2003.
- 8 Мясоедов, Ю.В., «Электрическая часть станций и подстанций»/ Ю.В. Мясоедов, Н. В. Савина, А.Г. Ротачева – Б.: 2007.- 192 с.
- 9 Правила устройства электроустановок. – С.-Пб.: Издательство ДЕАН, 2001.-928 с.
- 10 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Идельчик, В.И. Электрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

12 Козловский, Н.Н., «Номенклатурный каталог», завод электротехнического оборудования, 2006 – 205 с.

13 Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А. И. Таджикибаев. – С.-Пб, 2003 г. – 31с.

14 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

15 Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256с.

16 Трубицин, В.И. Надежность электростанций \ . – М.: Энергоатомиздат, 1997.

17 Карякин, Р.Н. «Заземляющие устройства промышленных электроустановок. – М.: Энергоатомиздат 1989, - 263с.

18 Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.

19 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», - М.: 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».

20 Логинова, С.Е, «Пособие по проектированию воздушной линии электроснабжения напряжением 0,380-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами »/ С.Е. Логинова, А.В. Логинов, Д.Г. Шаманов. – С.-Пб.: изд-во Санкт- Петербург 2007., 368с.

21 Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие/ Г.В. Судаков, Т.А. Галушко– Б.: изд-во АмГУ, 2006 г.

22 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

23 Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей / Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». М.: 2003 г.

24 7 Постановление Департамента по тарифам Республики Саха(Якутии) № 6/1 от 25.02.2009 г. «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии на территории Республики Сазха(Якутии) на 2010 год».

25 ГОСТ 12.0.003-74* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

26 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с.

27 13. ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.

28 СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» 198 с.

29 Справочная книга для проектирования электрического освещения. под ред. Г.М. Кнорринга. – П.: «Энергия», 1976. — 384 с.

30 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150–00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», -2001.

31 Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛ электропередачи и опор линии связи обслуживающих электрические сети П. Р.Ф. от 11.08.03г. № 486.

32 Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38-750 кВ №14278.

33 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Экспликация жилого района города Мирный

Таблица А 1 – Экспликация жилого района

ТП	№	Объект		$P_{удел.}$ кВт/кв	n	$tg\varphi$	$k_{уч}$	k_c	$P_{ржд.}$ кВт	$Q_{ржд.}$ квар	$S, кВА$	$I, А$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	котельная	-	11.8	-	-	-	-	118	10	118.4	170.896
	2	гаражи	-	0.4	4	0,2	-	-	1.6	0.32	1.63	2.35
	3	Стройка дом	16кв	3.85	16	0.2	-	-	61.6	12.32	62.82	90.67
	4	частный дом	2 кв	10	2	0.2	-	-	20	4	20.4	29.44
	5	2 этажный жилой дом	12 кв	4.3	12	0.2	-	-	51.6	10.32	52.6	75.92
	6	Жилой коттедж	Жилой коттедж	14.5	1	0.2	-	-	14.5	2.9	14.78	21.34
4	21	Районная котельная	-	11.7	-	-	-	-	936	80	939.41	1355.93

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А 1

6	28	Водокачка	-	37	1	0,75	-	-	37	27,75	46,25	66,76
	29	Магазин продо- вольств.	150 м	0,23	1	0,7	-	-	34,5	24,15	42,11	60,784
	30	Киоск	30м	0,25	1	0,75	-	-	7,5	5,625	9,375	13,532
	31	Гаражи	-	0,4	41	0,2	-	-	16,4	3,28	16,725	24,14
	32	Жилой коттедж	Жилой коттедж	14,5	1	0,2	-	-	14,5	2,9	14,78	21,34
	33	2 этажный жилой дом	16 кв	3,85	16	0,2	-	-	61,6	12,32	62,82	90,67
	34	2 этажный жилой дом	12 кв	4,3	12	0,2	-	-	51,6	10,32	52,6	75,92
	35	2 этажный жилой дом	20 кв	3,4	20	0,2	-	-	68	13,6	69,35	100,093
	36	2 этажный жилой дом	24 кв	3,1	24	0,2	-	-	74,4	14,88	75,87	109,51
	37	Торговый центр	Магазин 1	0,16	600 м	0,75	-	-	176	106,08	205,49	296,6
			Магазин 2	0,25	400 м	0,48	-	-				
	39	Гаражи	-	0,4	40	0,2	-	-	16	3,2	16,32	23,55
	40	Водокачка	-	37	1	0,75	-	-	37	27,75	46,25	66,76
	41	Жилой коттедж	11	6,5	1	0,2	-	-	71,5	14,3	72,916	105,24
42	Частный дом	2 кв	10	2	0,2	-	-	20	4	20,4	29,44	

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
8	48	Гаражи	-	0,4	5	0,2	-	-	2	0,4	2,04	2,94
	49	Частные дома одноквартирн.	1 кв	10	7	0,2	-	-	70	14	71,39	103,04
	50	Частный дом	2 кв	10	2	0,2	-	-	20	4	20,4	29,44
	51	5 этажный жилой дом	120 кв	1.4	120	0.2	-	-	171,6	34,5	175,034	252,6
	47	Магазин продовольств.	Парикмахер	1.5	3	0,25	0.8	-	20	15	25	36,08
9	52	Магазин продовольств.	200м	0,25	1	0,75	-	-	50	37,5	62,5	90,21
	54	Гаражи	-	0,4	5	0,2	-	-	2	0,4	2,04	2,94
	55	Салон красоты частные дома одноквартирн.	10	1,5	1	0,25	-	-	15	3,75	15,46	22,32
	56		1 кв	6	27	0,2	-	-	162	32,4	165,2	238,46
	57	2 этажный жилой дом	16 кв	3,85	16	0,2	-	-	61,6	12,32	62,82	90,67
11	63	Гаражи	-	0,4	2	0,2	-	-	0,8	0,16	0,82	1,18
	65	Частные дома одноквартирн.	1 кв	6	64	0,2	-	-	384	76,8	391,605	565,23
	66	Частный дом	2 кв	10	2	0,2	-	-	20	4	20,4	29,44
	67	Торговая база	500 м	0,23	1	0,7	-	-	115	80,5	140,375	202,61
15	81	Т/диспансер	50 мест	2,2	75	0,93	-	-	110	102,3	150,2	216,82
	82	Гаражи	-	0,4	3	0,2	-	-	1,2	0,24	1,22	1,76
	83	Жилой коттедж	Жилой кот- тедж	14,5	6	0,2	-	-	87	17,4	88,7	128,06

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Результаты расчета распределительных сетей 0,4 – 10 кВ

Таблица Б 1 – Результаты расчета сечения линий 0.4 кВ

№ ТП	№ линии	Расчётный ток, А	Сечение СИП, мм ²	Длит. доп. ток СИП, А	Сечение кабельных вставок, мм ²	Длит. доп. ток кабелей, А
1	2	3	4	5	6	7
1	ТП1-2	75.92	3x25+1x35	95	1x35	135
	ТП1-4	21.33	3x16+1x25	70	-	-
	ТП1-3	50.77	3x16+1x25	70	-	-
	ТП1-1	89.945	3x25+1x35	95	2x35	135
	2-8	73.27	3x25+1x35	95	-	-
	8-10	74.39	3x25+1x35	95	-	-
4	ТП4-21	670,96	2x240	675	-	-
6	ТП6-1	21,34	3x16+1x25	70	-	-
	ТП6-2	75,92	3x35+1x50	115	1x35	135
	ТП6-3	100,09	3x35+1x50	115	1x35	135
	ТП6-9	139.88	3x50+1x70	140	2x50	135
	ТП6-7	14.47	3x16+1x25	70	-	-
	ТП6-8	77,546	3x25+1x35	95	1x35	135
	8-5	128.725	3x50+1x70	140	-	-
	5-6	165.019	3x70+1x95	180	1x35	135
8	ТП8-1	8.96	3x16+1x25	70	-	-
	1-4	69.91	3x16+1x25	70	-	-
	4-5/1	110.5	3x35+1x50	115	1x35	135
	5/1-5/2	125.6	3x50+1x70	140	-	-
	5-6	138.72	3x50+1x70	140	-	-
9	ТП9-1	101,58	3x35+1x50	115	2x35	135
	ТП9-2	86.14	3x25+1x35	95	1x35	135
	ТП9-3	90,67	3x25+1x35	95	1x35	135
	ТП9-4	17,66	3x16+1x25	70	-	-
	4-5	33.56	3x16+1x25	70	-	-
	5-10	50.341	3x16+1x25	70	-	-
	ТП9-6	19,731	3x16+1x25	70	-	-
	6-8	20.643	3x16+1x25	70	-	-
	8-9	22.5	3x16+1x25	70	-	-
	9-10	24.3	3x16+1x25	70	-	-
	10-13	50.16	3x16+1x25	70	-	-
	13-15	60.7	3x16+1x25	70	-	-
	9-16	68.9	3x16+1x25	70	-	-

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б 1

1	2	3	4	5	6	7
11	ТП11-1	8,8	3x16+1x25	70	-	-
	1-3	114,395	3x35+1x50	115	-	-
	3-2	114,698	3x35+1x50	115	-	-
	1-4	31,297	3x16+1x25	70	-	-
	ТП11-5	25.17	3x16+1x25	70	-	-
	ТП11-16	44,16	3x16+1x25	70	-	-
	16-11	50.34	3x16+1x25	70	-	-
	11-15	132.6	3x50+1x70	140	-	-
	5-6	114.6	3x35+1x50	115	-	-
	6-7	118.32	3x50+1x70	140	-	-
	7-8	121.6	3x50+1x70	140	-	-
	8-10	135.15	3x50+1x70	140	-	-
15	ТП15-2	31,76	3x16+1x25	70	-	-
	2-4	47,702	3x16+1x25	70	1x35	135
	ТП15-6	9.86	3x16+1x25	70	-	-
	6-5	88.825	3x25+1x35	95	2x35	135

Таблица Б 2 – Результаты расчета потерь мощности, энергии и напряжения в сети 0.4 кВ

Участок сети	χ , Ом/км	r , Ом/км	L , км	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-2	0.091	1.2	0.180	3.735	10780	4.067
ТП1-4	0.099	1.91	0.300	0.758	2188	4.16
ТП1-3	0.099	1.91	0.250	3.726	10750	5.043
ТП1-1	0.091	1.2	0.150	4.364	12600	3.973
2-8	0.091	1.2	0.180	3.479	10040	3.82
8-10	0.091	1.2	0.200	3.984	11500	4.693
ТП4-21	0.0587	0.129	0.100	15.703	45320	3.811
ТП6-1	0.099	1.91	0.400	0.417	1203	3.01
ТП6-2	0.091	0.868	0.120	1.62	4675	3.251
ТП6-3	0.091	0.868	0.150	3.525	10170	5.036
ТП6-9	0.091	0.641	0.100	3.769	10880	3.918
ТП6-7	0.099	1.91	0.800	0.052	150.314	1.505
ТП6-8	0.091	1.2	0.200	2.852	8231	5.056
8-5	0.091	0.641	0.120	3.84	11080	4.333
5-6	0.092	0.443	0.130	4.704	13580	4.203
ТП8-1	0.099	1.91	0.300	0.063	182.631	1.016
1-4	0.099	1.91	0.220	2.807	8102	4.794
4-5/1	0.091	0.868	0.140	4.492	12960	4.846

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б 2

5/1-5/2	0.091	0.641	0.150	4.579	13220	4.29
5-6	0.091	0.641	0.160	5.945	17160	5.025
ТП9-1	0.091	0.868	0.130	3.185	9193	4.774
ТП9-2	0.091	1.2	0.250	4.815	13900	4.989
ТП9-3	0.091	1.2	0.400	0.459	1326	3.16
ТП9-4	0.099	1.91	0.450	0.339	977.416	2.878
4-5	0.099	1.91	0.350	1.054	3041	4.477
5-10	0.099	1.91	0.160	1.042	3006	3.01
ТП9-6	0.099	1.91	0.500	0.47	1357	3.574
6-8	0.099	1.91	0.450	0.517	1491	3.555
8-9	0.099	1.91	0.280	0.369	1065	2.37
9-10	0.099	1.91	0.120	0.133	383.629	0.806
10-13	0.099	1.91	0.150	0.976	2818	2.822
13-15	0.099	1.91	0.100	0.969	2797	2.295
9-16	0.099	1.91	0.200	2.48	7156	4.092
ТП11-1	0.099	1.91	0.600	0.127	365.263	2.032
1-3	0.091	0.868	0.120	4.061	11720	5.014
3-2	0.091	0.868	0.110	3.788	10930	4.759
1-4	0.099	1.91	0.320	0.801	2311	3.732
ТП11-5	0.099	1.91	0.350	0.57	1644	3.292
ТП11-16	0.099	1.91	0.200	0.919	2652	3.16
16-11	0.099	1.91	0.250	1.627	4697	4.703
11-15	0.091	0.641	0.130	4.422	12760	4.839
5-6	0.091	0.868	0.150	5.166	14910	5.049
6-7	0.091	0.641	0.200	5.355	15460	5.065
7-8	0.091	0.641	0.140	4.007	11570	4.781
8-10	0.091	0.641	0.120	4.206	12140	4.534
ТП15-2	0.099	1.91	0.380	0.901	2600	4.313
2-4	0.099	1.91	0.300	1.778	5131	5.038
ТП15-6	0.099	1.91	0,500	0.13	375.785	1.881
6-5	0.091	1.2	0.230	4.744	13690	4.701

Таблица Б 3 – Результаты расчета электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

№ ТП	$S_{ТП}, \text{кВА}$	$S_{трном}, \text{кВА}$	$\Delta P_m, \text{кВт}$	$\Delta Q_m, \text{кВар}$	$S_{ТП1}^{10}, \text{кВт}$
1	2	3	4	5	6
ТП1	229.272	250	3.793	22.075	280.859
ТП4	963.148	1000	9.314	104.489	939
ТП6	595.345	630	6.514	68.191	595.37
ТП8	307.34	400	5.701	35.18	320.968

Продолжение приложения Б

Продолжение таблицы Б 3

1	2	3	4	5	6
ТП9	355.192	400	4.17	32.317	342
ТП11	665.176	630	5.481	49.359	496.6
ТП15	240.12	250	4.035	24.783	240

Таблица Б 4 – Результаты расчета потерь мощности, энергии и напряжения

Участок линии	I_p, A	$r_0, Ом/км$	$l, км$	$\Delta P, кВт$	$\Delta W, кВт \cdot$ <i>час</i>	$\Delta U, \%$
1	2	3	4	5	6	7
8-6	8.872	0.986	0.520	0.121	349.45	0.079
6-15	26.728	0.986	0.820	1.733	5001	0
15-11	45.874	0.720	0.240	1.091	3149	0.138
8-9	17.744	0.986	0.97	0.903	2607	0.294
9-1	30.873	0.986	1.01	2.848	8219	0.532
1-4	43.17	0.720	0.56	2.254	6506	0.303
4-11	49.941	0.720	1.17	6.303	18190	0.732
11- РП	214.48	0.845	1.74	202.91	26730	5.935

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 10 кВ

Таблица В 1 – Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 10 кВ

№ ТП	Точка КЗ	$I_{ПО.КЗ}^3, кА$	$I_{ПО.КЗ}^2, кА$	$I_{удар}, кА$
11	К - 1	5.354	4.637	12.181
	К - 2	3.71	3.213	8.441
	К - 3	3.15	2.728	7.165
9	К - 3	3.004	2.602	6.835
8	К - 3	2.546	2.205	5.792
15	К - 3	2.559	2.216	5.822
6	К - 3	2.401	2.079	5.462
1	К - 3	2.852	2.47	6.487
4	К - 3	2.732	2.366	6.215

Таблица В 2 – Результаты расчета токов КЗ на 0.4 кВ

№Т П	Точка КЗ	Отходя- щие ли- нии	$i_{ПОКЗМАХ}^{(3)}$ кА	$i_{ПОКЗМИН}^{(3)}$ кА	$i_{ПОКЗМАХ}^{(1)}$ кА	$i_{ПОКЗМИН}^{(1)}$ кА	$i_{удар}^{(3)}$ кА	$i_{удар}^{(1)}$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	К-1	-	7.58	6.025	7.676	7.177	14.12	14.243
	К-2	ТП1-1	1,192	1.084	1.193	1.154	1.686	1.687
	К-3	ТП1-2	0.322	0.314	0.322	0.319	0.456	0.457
	К-4	ТП1-3	0.974	0.9	0.975	0.949	1.378	1.3782
	К-5	ТП1-4	0.823	0.77	0.824	0.805	1.164	1.165
4	К-1	-	11.805	8.203	12.058	10.84	22.62	22.96
	К-2	ТП4-1	7.078	5.041	7.13	6.299	10.11	10.084
6	К-1	-	14.836	8.194	15.297	12.84	30.54	31.245
	К-2	ТП6-1	0.635	0.61	0.635	0.627	0.898	0.899
	К-3	ТП6-2	1.993	1.77	2.84	2.682	2.818	4.016
	К-4	ТП6-3	1.646	1.49	1.649	1.593	2.328	2.322
	К-5	ТП6-9	3.115	2.612	3.122	2.934	4.406	4.415
	К-6	ТП6-7	0.324	0.317	0.325	0.322	0.458	0.459
	К-7	ТП6-6	1.086	1.017	1.087	1.063	1.536	1.537
8	К-1	-	11.763	8.2	12.028	10.82	22.56	22.92
	К-2	ТП8-6	0.362	0.351	0.363	0.358	0.511	0.512
9	К-1	-	15,406	8,742	15.407	8.856	31,03	31.035
	К-2	ТП9-1	1,54	1,326	1,55	1,398	2,011	2,015
	К-3	ТП9-2	0,688	0,651	0,69	0,987	0,973	0,978
	К-4	ТП9-3	3,933	2,998	3,935	3,01	5,575	5,623
	К-5	ТП9-10	4,123	3,987	4,125	4,012	4,589	4,599
	К-6	ТП9-16	0,896	0,715	0,897	0,762	0,985	1,012

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	К-1	-	14.92	9.601	15.356	13.58	30.67	31.334
	К-2	ТП11-4	0.805	0.753	0.805	0.787	1.138	1.139
	К-3	ТП11-5	0.564	0.538	0.837	0.818	0.797	1.184
	К-4	ТП11-16	0.602	0.573	0.603	0.592	0.851	0.852
15	К-1	-	7.626	6.048	7.708	7.203	14.17	14.283
	К-2	ТП15-3	1.206	1.097	1.207	1.168	1.706	1.707
	К-3	ТП15-4	0.65	0.616	0.656	0.639	0.92	0.921

Таблица В 3- Выбранные и принятые к установке выключатели на 0.4 кВ

Номер ТП	Номер линии	Ток линии, А	$I_{ном\ выкл}, А$	$I_{нрасц}, А$	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6
1	ТП1	390.62	400	400	ВА51-37
	ТП1-1	89.945	100	100	ВА51-31
	ТП1-2	75.92	100	80	ВА51-31
	ТП1-3	50.77	100	50	ВА51-31
	ТП1-4	21.33	25	25	ВА51-25
4	ТП4	1355.92	1600	1600	ВА53-41
	ТП4-1	670.96	1000	800	ВА53-41
6	ТП6	859.306	1000	1000	ВА53-41
	ТП6-1	21.34	25	25	ВА51-25
	ТП6-2	75.92	100	80	ВА51-31
	ТП6-3	100.09	100	100	ВА51-31
	ТП6-9	139.88	160	160	ВА53-37
	ТП6-7	14.47	25	20	ВА51-25
	ТП6-6	165.019	250	200	ВА53-37
8	ТП8	416.88	630	630	ВА53-37
	ТП8-6	138.72	250	200	ВА53-37
9	ТП9	547.385	630	630	ВА53-39
	ТП9-1	101.58	160	160	ВА53-37
	ТП9-2	86.14	100	100	ВА51-31
	ТП9-3	90.67	100	100	ВА51-31
	ТП9-10	50.341	100	63	ВА51-31
	ТП9-16	19.731	25	25	ВА51-25
11	ТП11	860.005	1000	1000	ВА53-41
	ТП11-4	31.297	100	50	ВА51-31
	ТП11-5	25.17	25	25	ВА51-25
	ТП11-16	135.15	160	160	ВА53-37
15	ТП15	346.58	400	400	ВА51-37
	ТП15-3	88.825	100	100	ВА51-31
	ТП15-4	47.702	100	50	ВА51-31

