

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа
Прогресс с центром питания подстанция Прогресс в Амурской области

Исполнитель

студент группы 842-об3

подпись, дата

О.А Цаплина

Руководитель

профессор, доктор
техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.тех.наук

подпись, дата

А.Н Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
«_____» _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Цаплиной Ольги Александровны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения пгт прогресс с центром питания подстанции прогресс в амурской области

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная схема подстанции Прогресс 35/6, план расположения ТП

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор выключателей, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Прогресс

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов А1

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.тех. наук А.Б Булгаков

7. Дата выдачи задания 13.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна зав.

Кафедрой энергетики, профессор доктор. тех. наук

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 13.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 176с., 23 рисунков, 30 таблиц, 18 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ЧАСТИ ПОСЕЛКА, АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, РАСЧЕТ РЕЖИМОВ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

В данной выпускной квалификационной работе предложены вариант реконструкции подстанции «Прогресс» 35–110 кВ. Из двух вариантов нужно выбрать наиболее оптимальный с точки зрения требуемых капиталовложений и сохранения параметров режимов в допустимых пределах.

В ходе выполнения работы выполнили разделение нагрузки на две подстанции; а так же выполнено электроснабжение по второй категории надежности, с учетом рассчитанных нагрузок произведен расчет режимов сети, технико-экономический расчет, а также расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования; выполнен расчет и разработка заземления и молниезащиты подстанции.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программно-вычислительные комплексы Microsoft Excel, Microsoft Visio.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Характеристика реконструируемой части поселка.....	8
1.1 Краткое описание поселка и рассматриваемого района.....	8
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности.....	9
1.3 Характеристика подстанции центра питания	11
1.4 Обоснование целесообразности реконструкции системы электрообеспечения части города.....	13
2. Анализ существующей системы электрообеспечения района.....	17
3. Расчет электрических нагрузок.....	20
3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников.....	20
3.2 Расчет электрических нагрузок ТП.....	47
4. Реконструкция сети.....	49
4.1 Разработка системы электрообеспечения, выбор количества линий.....	49
4.2 Выбор марок и сечений проводников для ВКЛ.....	52
5. Разработка вариантов реконструкции системы электрообеспечения части города и их анализ.....	63
5.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ.....	63
5.2 Выбор кабельных линий и СИП напряжением 6 кВ.....	65
6. Расчет токов короткого замыкания.....	85
6.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети.....	87
6.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 35кВ.....	89
6.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 6 кВ.....	90
7. Реконструкция подстанции Прогресс 35/6кВ.....	97
7.1 Выбор разъединителей.....	97
7.2 Выбор выключателей.....	99

7.3	Выбор трансформаторов тока.....	101
7.4	Выбор трансформаторов напряжения.....	106
7.5	Выбор трансформатора собственных нужд.....	108
8.	Релейная защита и автоматика.....	111
8.1	Выбор системы оперативного тока.....	112
8.2	Виды и типы релейной защиты.....	114
8.3	Релейная защита отходящего присоединения.....	119
8.4	Релейная защита силового трансформатора подстанции Прогресс.....	126
9.	Выбор и расчет устройств автоматики.....	133
10.	Заземление подстанции Прогресс 35/6кВ.....	137
11.	Молниезащита подстанции Прогресс 35/6кВ.....	140
12.	Телемеханика, сигнализация, учет электроэнергии.....	145
13.	Безопасность и экологичность проекта.....	151
13.1	Требования к персоналу.....	151
13.2	Организационные и технические мероприятия.....	153
13.3	Основные и дополнительные средства защиты.....	156
13.4	Противопожарные мероприятия.....	158
13.5	Экологичность.....	164

Заключение

Список используемой литературы

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

КВЛ – кабельно-воздушная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПВК – программно-вычислительный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – собственные нужды;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что электроснабжения посёлка городского типа Прогресс было выполнено 40-50 лет назад. И до сегодняшнего момента не проводилось никаких капитальных ремонтов, тем самым электроснабжение устарело как физически, так и морально.

Современные системы электроснабжения населённых пунктов должны обеспечивать:

- требования надёжности, обусловленные категорией электроприёмников;
- электроэнергию требуемого качества;
- экономичность по потерям электроэнергии;
- удобство и безопасность в эксплуатации и ремонтных работах;
- экономичность по капитальным вложениям, эксплуатационным расходам;

В современных системах электроснабжения большую роль играют различные системы автоматизации. Это и системы автоматического ввода резервного питания (АВР) как на напряжении 6 кВ, так и 0,4 кВ, это и специальные высоковольтные модули с выключателями – реклоузеры, обеспечивающие работу систем АПВ, АВР непосредственно в сети и более селективное отключение участка сети при каком-либо повреждении. Кроме этого широко применяются компактные КТПН-6,10/0,4 кВ с силовыми трансформаторами ТМГ-6,10/0,4 кВ, самонесущий изолированный провод СИП-2 на напряжение 0,4 кВ, защищенный провод СИП-3 на напряжение 6, 10 кВ.

Основной идеей выпускной квалификационной работы является разгрузка КВЛ-6 кВ Ф№6, Ф№4 ПС 35 кВ «Прогресс», за счёт переключения части нагрузки на ПС 35 кВ «ЖБИ», трансформаторы которой, на основании результатов замера максимальной нагрузки составляет 13%, а также данный проект позволит обеспечить электроснабжение части посёлка городского типа Прогресс по второй категории надёжности электроснабжения.

Проектирование системы электроснабжения намечается вести по двум направлениям: во – первых это подстанция центра питания – определиться с

питанием подстанции, ее конструкцией и схемой распределительных устройств, организовать выбор современного высоковольтного оборудования, применить современные устройства релейной защиты и автоматики, во-вторых это система внутреннего электроснабжения – пересчитать электрическую нагрузку, выбрать силовые трансформаторы ТП-6/0,4 кВ, произвести расчёт сети 6 кВ с учётом и без учёта разгрузки, сравнить варианты на основе расчёта технико-экономических показателей. При этом применить защищенный провод СИП-3 кабели 6 кВ с ПВХ изоляцией.

В выпускной работе необходимо обязательно придерживаться требований ПУЭ, ПТЭ и других нормативно – технических актов, рассмотреть вопросы безопасности.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РЕКОНСТРУИРУЕМОЙ ЧАСТИ ПОСЕЛКА

1.1 Краткое описание поселка и рассматриваемого района

Целью данного описания является оценка потребителей электроснабжения по категорийности.

Район проектирования охватывает центральную часть поселка городского типа Прогресс Амурской области. Электроснабжение этой части посёлка организовано двумя КВЛ-6 кВ Ф№4, Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс». Центральные улиц района проектирования застроены многоэтажными жилыми домами, одноэтажными одно и двухквартирными домами коттеджного типа, кроме этого в районе проектирования представлены гаражные массивы. К общественной нагрузке района относятся четыре детских сада, три школы, физкультурно-оздоровительный комплекс, музыкальная школа, церковь, музей, центр внешкольной работы, поликлиника и поселковая больница. К административной нагрузке относятся здание администрации посёлка, здание отдела образования. В районе присутствуют магазины продовольственных и промышленных товаров. Промышленная нагрузка имеет незначительную долю в общем потреблении мощности.

К нагрузке обеспечения инфраструктуры района можно отнести, шесть повысительных насосных станций смешивания обеспечивающих подачу теплоносителя посёлку с электродвигателями насосов единичной мощностью от 50 до 75 кВт, насосная станция второго подъёма (водоснабжение посёлка) и канализационная насосная станция с двумя электродвигателями насосов по 55 кВт. Каких-либо других промышленных потребителей данного района посёлка нет, отсутствуют также котельные, так как горячее водоснабжение обеспечивает РГРЭС. Таким образом большая часть нагрузки носит общественно-коммунальный характер и представлен однофазными потребителями посёлка. Подобная нагрузка имеет несимметричную загрузку по фазам, отличается большим количеством нелинейной нагрузки, представлена в основном в дневное

время и имеет ярко выраженные утренний и вечерний максимумы. При этом согласно п. 1.2.18 ПУЭ 7 издание к потребителям первой категории по надёжности электроснабжения можно отнести здание поселковой больницы, к потребителям второй категории все насосные станции, и все многоквартирные дома с электроплитами, потребители гаражных массивов, частной застройки, административных, общественно-культурных зданий и производственных площадок относим к третьей категории по надёжности электроснабжения.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Данную характеристику приводим для дальнейшего использования её при выборе оборудования и материалов.

Район проектирования располагается в юго – восточной части Амурской области, на территории Бурейского района.

Территория посёлка Прогресс относится к континентально-переходной группе экосистем с муссонным климатом. Эта группа испытывает влияние морей и океанов лишь в теплый период года и в меньшей степени, чем другие группы Дальнего Востока. Благодаря значительной удаленности от Тихого океана (около 1200 км) климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры. Годовое количество осадков в среднем составляет 771 мм. Более 90% влаги выпадает с апреля по октябрь. В этот период проходят ливневые и обложные дожди, иногда град. Отмечаются значительные колебания количества осадков по годам. Климатические условия района проектирования можно принимать по картам климатического районирования и региональным картам по скоростному напору ветру и толщине стенки гололеда. По скоростному напору ветра район проектирования имеет III район, по толщине стенки гололеда II район. В холодное время года преобладают ветры северо-западного и северного направления, преимущественно слабые. Повторяемость штилей в зимние месяцы составляет в среднем 30-40%. Зимой образуется слой сезонной мерзлоты до 2,5 – 3 м, полностью оттаивающий к началу июля. Высота снежного покрова

незначительна. Снежный покров высотой 3-5 сантиметров образуется в ноябре. Зимой он нарастает медленно, а в марте достигает своего максимума: от 17-20 сантиметров. Устойчивый снежный покров сходит во второй половине марта и начале апреля.

Преобладающие формы рельефа нашей местности - равнина, холмистая, собственное географическое название Зейско-Бурейская равнина. Слагают поверхность горные породы осадного происхождения - песок, глина, галька, гравий, и не просто песок, а строительный песок. На юге и юго-западе посёлка равнина заболочена, находится на высоте до 180 м. Посёлок находится в умеренном климатическом поясе. Область муссонного климата. Средняя температура января -24° , июля $+18^{\circ}$; среднее годовое количество осадков 600 мм. Больше осадков выпадает летом, высота снежного покрова составляет 20 см. Направление господствующих ветров: зимой северо-западный, летом юго-восточный.

Основные водные объекты это р. Кивда, приток р. Буреи и ручеёк, который течёт с востока на юго-восток в восточной части посёлка.

Основные климатические показатели приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические условия

Наименование	Показатели
Район по гололеду	III
Район по ветру	III
Нормативная толщина стенки гололеда, мм	20
Нормативное ветровое давление, Па	650м/с
Интенсивность пляски проводов	умеренная
Степень загрязнения атмосферы	I
Относительная влажность воздуха, %	40-60

1.3 Характеристика центра питания

Данная характеристика позволяет понять и оценить компоновку подстанции центра питания.

Центром питания всей электрической нагрузки центрального района посёлка городского типа Прогресс является подстанция 35/6 кВ «Прогресс». Подстанция 35/6 кВ «Прогресс» является двухтрансформаторной, на ней установлены два силовых двухобмоточных трансформатора ТМ – 6300/35. РУ – 35 кВ выполнено по схеме с одной не секционированной системой сборных шин, всего четыре цепи – две линейные, две трансформаторные. Линейные цепи образованы только линейными разъединителями ЛР-35 РГРЭС и ЛР-35 Новорайчиха с ЗН в сторону линий. С помощью этих линейных цепей, подстанция подключается в рассечку одной из двух магистральных ВЛ-35 кВ «РГРЭС-Новорайчиха», питаемых РГРЭС и за счет этого может получать двустороннее питание, с одной стороны от РУ-35 кВ «РГРЭС», со второй стороны от подстанций 35/6 кВ «ЖБИ» или «Новорайчиха». Трансформаторные цепи включают в себя шинные разъединители ШР-35 Т1, Т2 с ЗН в сторону выключателей и выключатели В-35 Т1, Т2. РУ – 35 кВ конструктивно выполнено открытым (ОРУ – 35 кВ) с гибкой ошиновкой. Используется главным образом устаревшее высоковольтное электрооборудование – это разъединители наружной установки горизонтально-поворотного типа РЛНД-16-35/600 с приводом ПР-У1 и масляные баковые выключатели ВМ-35-600-6,6 с пружинным приводом ПП-61 и встроенными трансформаторами тока ТВД-35 150/5 и ВТ-35-630-12,5У1 с пружинным приводом ПП-67 и встроенными трансформаторами тока ТВД-35 200/5.

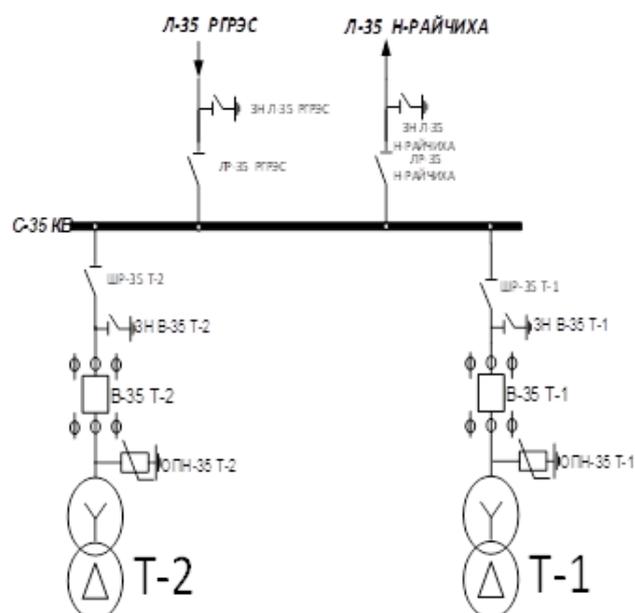


Рисунок 1 – Электрическая схема главных цепей РУ-35 кВ ПС 35/6 кВ «Прогресс».

РУ – 6 кВ выполнено по аналогичной схеме с одной не секционированной системой сборных шин, в схеме всего 11 цепей из них две трансформаторные, цепь ТН, цепь ТСН и семь цепей отходящих линий.

Трансформаторные и линейные цепи образованы выключателем (В-6) и двумя разъединителями – шинным и линейным или трансформаторным (ШР-6, ЛР-6, ТР-6). Цепи ТН и ТСН образованы шинным разъединителем и высоковольтными предохранителями.

Конструктивно РУ-6 кВ выполнено в виде шкафов КРН-6 кВ, состоящим из 11 ячеек с жесткой ошиновкой. В РУ-6 кВ используется также устаревшее высоковольтное электрооборудование – это маломасляные выключатели ВМГ-10-630-20 с пружинным приводом ПП-67 и ВМГ-133 с приводом ПП-67к при всех своих достоинствах, выключатели имеют небольшой коммутационный ресурс, требуют эксплуатационные расходы, контроль за уровнем и состоянием масла, привод ПП-67 имеет сложную конструкцию и морально устарел, в ячейках используются разъединители рубящего типа РВ-10/400, РВЗ-10/400. Трансформаторы тока установлены проходного типа, с литой изоляцией ТПЛ-

10, ТПОЛ-10, ТПЛМ-10, трансформаторы напряжения трехфазные, с масляной изоляцией, антирезонансные НАМИ-6.

Защита от коротких замыканий и перегрузок ТСН 6/0,4 кВ и ТН-6 кВ осуществляется комплектом высоковольтных предохранителей соответственно ПКТ-6 и ПКН-6.

К семи ячейкам отходящих линий РУ-6 кВ подключены шесть ВЛ-6 кВ (фидеров 6 кВ – Ф№1, №4, №6, №7, №10, №11), при этом одна ячейка находится в резерве. Проектируемый центральный район п. Прогресс получает питание от двух КВЛ-6 кВ Ф№4 и Ф№6, остальные фидеры 6 кВ запитывают другие районы п. Прогресс.

1.4 Обоснование целесообразности реконструкции системы электроснабжения части города

Основной целью реконструкции системы электроснабжения центральной части п. Прогресс является повышение надёжности, бесперебойности, экономичности системы электроснабжения, снижение эксплуатационных затрат. Весь процесс реконструкции целесообразно разделить на два направления, одно направление — это подстанция центра питания, второе направление — это распределительные сети 6 кВ и 0,4 кВ.

Переключение на подстанцию 35/6 кВ «ЖБИ», позволяет разгрузить подстанцию 35/6 кВ «Прогресс», догрузить подстанцию 35/6 кВ «ЖБИ» и значительное повышение надёжности электроснабжения, так как нагрузка центральной части посёлка Прогресс распределяется между двумя центрами питания. Итак, рассмотрим первое направление, центром питания района проектирования является подстанция 35/6 кВ «Прогресс», РУ-35 кВ подстанции построено по схеме с одной не секционированной системой сборных шин, эта схема проста, отличается несложными оперативными переключениями, но учитывая, что обе питающие ВЛ-35 кВ «РГРЭС-Прогресс» и «Прогресс-Новорайчиха» подключены к сборным шинам через линейные разъединители, то при коротких замыканиях по любым причинам на ВЛ-35 кВ «Прогресс-Новорайчиха», отключается также ВЛ-35 кВ «РГРЭС-Прогресс» и подстанция

35/6 кВ «Прогресс» полностью теряет питание. Аналогичная ситуация происходит при повреждении на ВЛ-35 кВ «РГРЭС-Прогресс» или при повреждении непосредственно на сборных шинах 35 кВ. При этом при производстве технического обслуживания сборных шин 35 кВ или любого из шинных или линейных разъединителей 35 кВ подстанция также полностью теряет питание. Для выхода из положения необходима установка выключателей 35 кВ в двух линейных цепях (и дополнительно по одному шинному разъединителю), но наиболее оптимальным вариантом является разделение сборных шин 35 кВ на две секции и установка секционного выключателя и двух секционных разъединителей. РУ-6 кВ также построено по схеме с одной не секционированной системой сборных шин, как было сказано выше данная схема не обеспечивает ремонт сборных шин или любого из шинных разъединителей без отключения всех потребителей, кроме этого, так как оба фидера №4 и №6, питающие район проектирования подключены к одним и тем же сборным шинам, при любом повреждении на магистрали фидера и отказе в работе выключателя отходящей линии или защиты отходящей линии, все потребители подстанции полностью теряют питание. Наиболее целесообразно в качестве РУ-6 кВ применить КРУН-6 кВ со схемой – одна секционированная система сборных шин и запитать питающие фидеры 6 кВ района реконструкции с разных секций РУ-6 кВ. Кроме этого на подстанции 35/6 кВ «Прогресс» установлено технически устаревшее высоковольтное электрооборудование, имеющее незначительный ресурс и требующее значительных эксплуатационных затрат и для повышения надёжности работы подстанции требуется обновление электрооборудования. Кроме этого рядом с районом реконструкции расположена ещё одна подстанция 35/6 кВ «ЖБИ», которая является ответственной и запитывается глухими отпайками от ВЛ-35 кВ «Прогресс-Новорайчиха» и ВЛ-35 кВ «РГРЭС-Новорайчиха». РУ-35 кВ и РУ-6 кВ подстанции построены по схеме с одной секционированной системой сборных шин. Ранее основной нагрузкой подстанции являлись промышленные предприятия «ЖБИ-13» и «Амурдормаш» и ретранслятор, в настоящее время по

результатам замеров максимальной нагрузки в 2022 году, загрузка силовых трансформаторов подстанции 35/6 кВ «ЖБИ» составляет 13%. Нагрузку посёлка к подстанции 35/6 кВ «ЖБИ» необходимо подключить посредством двух ВЛ-6 кВ и подключить их к резервным ячейкам 6 кВ №13, №17 разных секций РУ-6 кВ подстанции 35/6 кВ «ЖБИ».

Рассмотрим второе направление, это распределительные сети напряжением 6 кВ и 0,4 кВ района реконструкции. Распределительные сети 6 кВ центрального района посёлка Прогресс образованы двумя фидерами №4, №6 6 кВ ПС 35/6 кВ «Прогресс» и имеют исполнение как ВЛ-6 кВ, так и КЛ-6 кВ. Эти фидеры имеют взаимное резервирование посредством РУ-6 кВ ТП-204, кроме этого фидер №4 через РУ-6 кВ ТП-206 резервируется фидером №7 ПС 35/6 кВ «Прогресс». Кабельная часть распределительных сетей 6 кВ имеет многократное секционирование посредством выключателей нагрузки РУ-6 кВ проходных ТП-6/0,4 кВ, что позволяет создавать различные режимы электроснабжения в случае выхода из строя каких-либо элементов сети. Слабым местом подобного построения является то, что выключатели нагрузки не способны отключать токи короткого замыкания и при повреждении магистрали 6 кВ в любой точке фидер 6 кВ полностью отключается от подстанции и может быть снова включен только после выезда персонала сетевого участка и отключения повреждённого участка вручную посредством разъединителей или выключателей нагрузки. Целесообразно часть проходных ТП-6/0,4 кВ оснастить вакуумными выключателями с комплектами релейной защиты.

Магистральные ВЛ-6 кВ от подстанции 35/6 кВ «ЖБИ» подключаем к распределительным сетям 6 кВ района реконструкции в следующих точках:

- для фидера 6 кВ №4 на участке между отпайкой на ТП-232 и отпайкой на ТП-204, на этом участке устанавливаем реклоузер и разделяем нагрузку фидера №4, участок до ТП-232- питание от подстанции 35/6 кВ «Прогресс», остальная часть фидера №4 – питание от фидера №17 подстанции 35/6 кВ «ЖБИ»;
- для фидера 6 кВ №6 в точке отпайки на ТП-249, реклоузер устанавливаем на участке между отпайкой на ТП-260 и ТП-259, таким образом участок магистрали

фидера №6 от ТП-249 до ТП-260 переключается на питание от фидера №13 подстанции 35/6 кВ «ЖБИ».

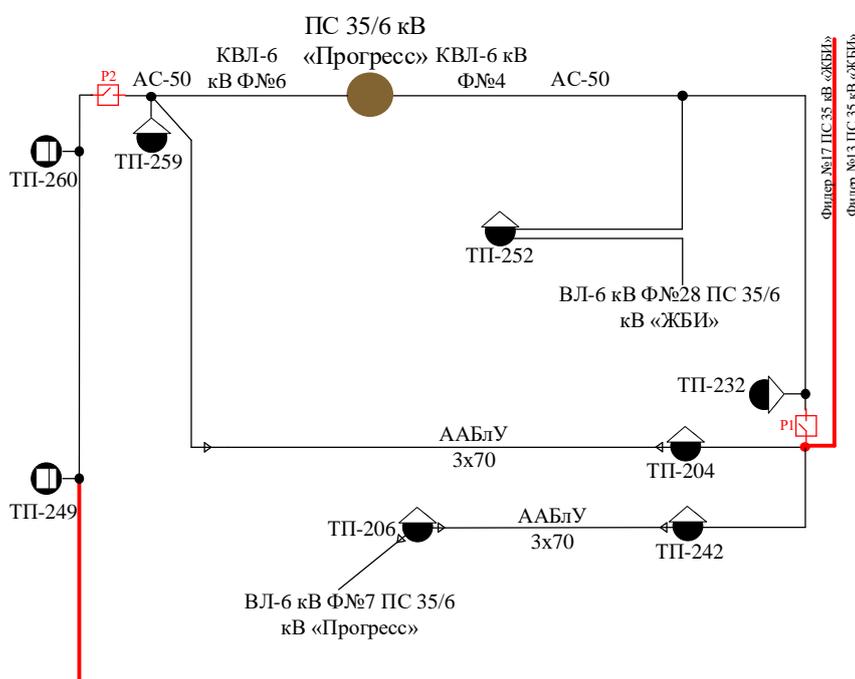


Рисунок 2 – Электрическая схема системы внутреннего электроснабжения напряжением 6 кВ проектируемого района с учётом фидеров ПС 35 кВ «ЖБИ».

В рамках второго направления проектирования планируется часть распределительных сетей, выполненной как ВЛ-6 кВ заменить на ВЛЗ-6 кВ с использованием защищенного провода СИП-3.

В распределительных сетях напряжением 0,4 кВ в качестве источников главным образом используются однотрансформаторные ТП-6/0,4 кВ, что не обеспечивает необходимую надёжность электроснабжения для второй категории, не говоря о первой. Поэтому используем двухтрансформаторные ТП-6/0,4 кВ и потребителей второй и первой категории по надёжности электроснабжения запитываем по радиальной схеме от разных секций РУ-0,4 кВ или от двойной магистрали, подключенной также к разным секциям РУ-0,4 кВ двухтрансформаторных ТП-6/0,4 кВ.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА

Электроснабжение района реконструкции обеспечивается двумя КВЛ-6 кВ Ф№4 и Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс». В общем к этим фидерам подключены 29 ТП 6/0,4 кВ, 17 ТП к фидеру №4 и 12 ТП к фидеру №6. Все ТП 6/0,4 кВ имеют однострансформаторное исполнение кроме ТП-252 и ТП-232. При этом ТП конструктивно выполнены как КТПН (киоскового типа) и как ЗТП. В целом схема распределения электроэнергии между ТП является магистральной, при этом часть магистральной линии 6 кВ конструктивно выполнена как ВЛ-6 кВ с неизолированным проводом АС-50, а часть выполнена как КЛ-6 кВ кабелем ААБЛУ 6 кВ 3х70. ТП 6/0,4 кВ различаются схемой подключения к магистральной линии 6 кВ. Часть КТП 6/0,4 кВ и ЗТП 6/0,4 кВ являются ответвительными, они подключаются посредством глухой отпайки от магистрали 6 кВ, это такие КТП как ТП-257, ТП-267, ТП-209, ТП-295 и т.д., такие ЗТП как ТП-203, ТП-232, ТП-264, ТП-259 и т.д., подобные КТП имеют на вводе разъединитель РТП, а ЗТП имеют кабельный ввод.

Часть ЗТП 6/0,4 кВ являются проходными, то есть они включаются в рассечку питающей магистрали 6 кВ. Это такие ЗТП как ТП-204, ТП-247, ТП-241, ТП-231 и т.д., подобные ЗТП в РУ-6 кВ имеют коммутационные аппараты 6 кВ для возможности осуществлять коммутации под нагрузкой, это выключатели нагрузки ВН-16,17 или маломасляные выключатели ВМГ-10, при этом используется схема с одной секционированной или не секционированной системой сборных шин.

Использование этих ЗТП позволяет многократно секционировать магистральную кабельную линию 6 кВ, обеспечивая хорошую приспособленность схемы к ремонтным работам и двустороннее питание ТП. КВЛ-6 кВ Ф№4 ПС 35 кВ «Прогресс» через проходную ЗТП-252 резервируется ВЛ-6 кВ Ф№28 ПС 35 кВ «ЖБИ», через ЗТП-204 резервируется ВЛ-6 кВ Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс», а через ЗТП-206 резервируется ВЛ-6 кВ Ф№7 ПС 35 кВ «Прогресс». В итоге получаем, что Ф№4 и Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс» соединены

в кольцевую схему через ЗТП №204. Часть магистральных линий 6 кВ, выполненных как ВЛ, используют как железобетонные стойки СВ-105-5 и металлические траверсы, так и деревянные стойки с крючьями на железобетонных приставках, провод применяется неизолированный АС-50/8. Часть магистральных линий 6 кВ, выполненных как КЛ, используют кабели с бумажной изоляцией ААБЛУ 3х70 в качестве основного и резервного, применяется прокладка в земляных траншеях. КТПН-6/0,4 кВ киоскового типа используются различных производителей, в РУ-6 кВ как правило устанавливается РТП-РЛНД-10/400, комплект высоковольтных предохранителей ПК-6 и комплект ОПН-6 кВ или РВО-6 кВ. РУ-0,4 кВ может выполняться как на автоматических выключателях различных серий, так и на предохранителях ПН2, но в этом случае установлены рубящие выключатели. ЗТП-6/0,4 кВ выполняется на основе капитального кирпичного здания и состоит из нескольких отсеков: РУ-6 кВ, РУ-0,4 кВ и отсек силового трансформатора. В РУ-0,4 кВ установлены шкафы ЩО-70 различного исполнения, в РУ-6 кВ шкафы КСО-300 различного исполнения с выключателями нагрузки ВН-16.

Распределительные сети 0,4 кВ имеют как правило одностороннее питание и выполнены как по радиальной, так и по магистральной схеме. Конструктивно могут быть представлены как ВЛ-0,4 кВ, как КЛ-0,4 кВ или ВЛИ-0,4 кВ. Дома частного сектора и гаражные массивы однозначно запитаны по магистральной схеме посредством ВЛ или ВЛИ, многоквартирные дома с небольшим числом квартир (8, 16, 36) также запитываются по магистральной схеме, многоквартирные дома с большим числом квартир, насосные станции, некоторые детские сады, школы запитываются по радиальной схеме посредством КЛ-0,4 кВ.

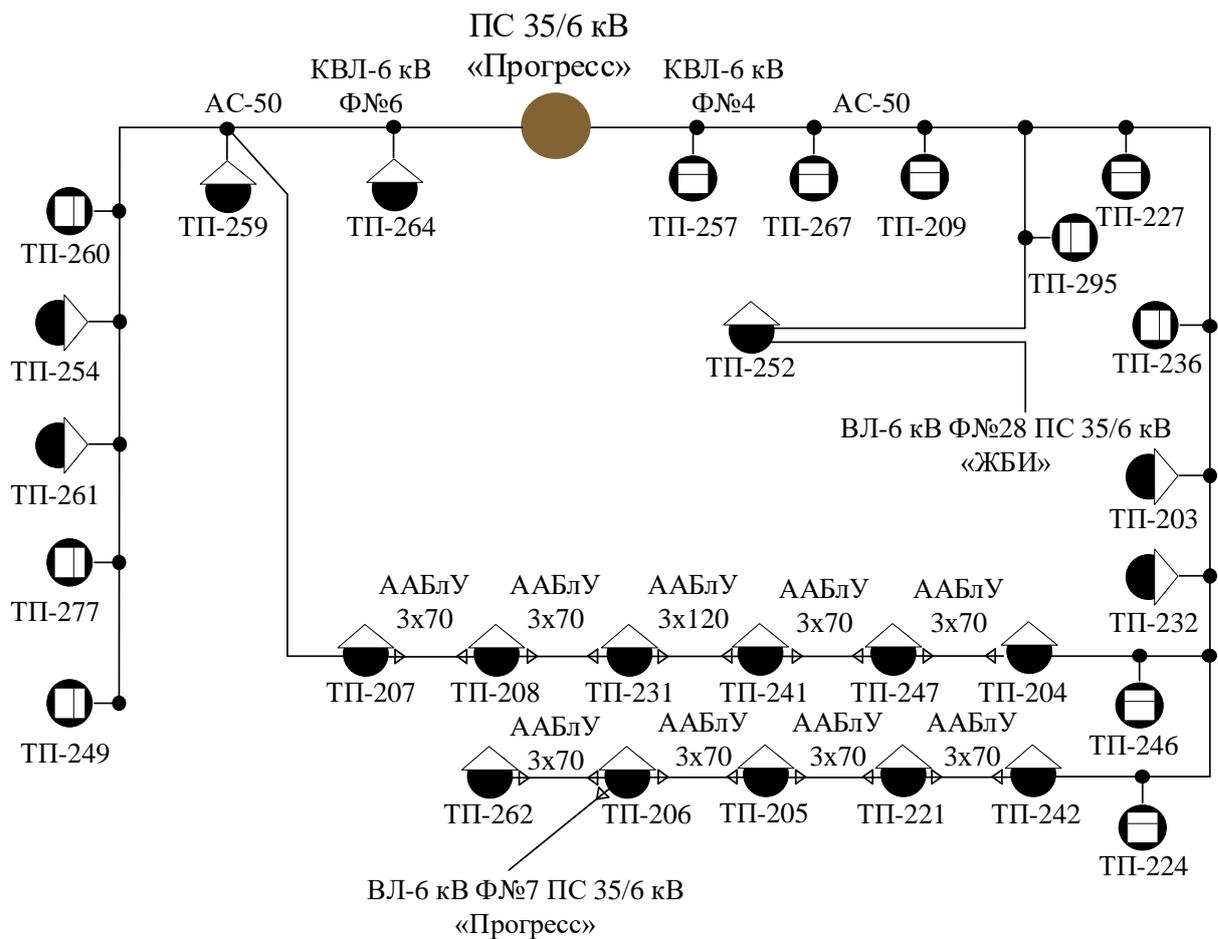


Рисунок 3 – Упрощённая схема системы внутреннего электроснабжения напряжением 6 кВ проектируемого района

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчет электрических нагрузок, существующих электроприемников

При реконструкции систем электроснабжения применяют различные методы определения расчетных нагрузок, которые, как считается, с достаточной достоверностью позволяют выбрать мощности источников питания, сечения и материал линий распределительных сетей, коммутационно-защитную аппаратуру. Методы расчета электрических нагрузок подразделяются на две группы: основные и вспомогательные. В основную группу входят методы расчета:

- коэффициента спроса и установленной мощности;
- коэффициента максимума и средней мощности (упорядоченных диаграмм);
- коэффициента расчетной мощности и средней мощности (модифицированный метод);
- коэффициента формы графика нагрузки и средней мощности;
- статистический метод;
- комплексный метод.

К вспомогательным можно отнести методы расчета:

- удельной нагрузки на единицу площади;
- удельного расхода электроэнергии на единицу продукции за определенный период.

Таким образом, мощность электрических нагрузок определяет требуемую мощность силовых трансформаторов, питающих ТП 6/0,4 кВ, подстанции центра питания, сечения питающих линий используемую защитную и коммутационную аппаратуру и т.д.

На начальном этапе сведём всех потребителей района проектирования в общую таблицу 2.

Таблица 2 – Справочные данные и общая характеристика

Здания по ген. плану	Потребители электроэнергии	количество этажей	количество квартир, домов, м ² , мест	Единица	Уд. нагрузка Р _{уд.} кВт/у.е.	cos φ	tgφ
Нагрузка КВЛ-6 кВ Ф№4 ПС 35 кВ «Прогресс»							
ул. Матросова	гаражи	1	216 мест	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
ул. Маяковского, д. 2а,6,8,10,12,16,18,20,22,28,32,34,36,38	жилые дома	1	14 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Покрышкина, д. 1,3,5,9,13,15,21,25,27а,35,2а,4,6,8,10,12,14,16,18,28,30,36	жилые дома	1	22 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Орловская, д. 1а,1,3,7,9,13,15,17,19,21,23,25,29,31,33,37,2,4,6,10,14,16,16а,18,20,24,26,26а,28,32,34,36,38,40,42,46	жилые дома	1	36 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Орловская, д. 9	гараж	1	1 место	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
ул. Орловская, д.2а	магазин	1	80 м ²	кВт/ м ²	0,25	0,8	0,75
ул. Орловская, д.2б	магазин	1	60 м ²	кВт/ м ²	0,16	0,9	0,48
ул. Рабочая, д. 1,3,5,7,11,13,15,17,17а,19,21,23,27,31,33,35,39,43,45,45а,47	жилые дома	1	21 дом	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Рабочая, д. 27	Гараж	1	1	кВт/коттедж	0,5	0,98	0,20
ул. Семилетка, д. 2,4,6,8,8а,10,12,14,16,18,20,22,26,28,30,32,1,3,5,7,9,11,13,15,21,23,25,29,31,33	жилые дома	1	30 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

ул. Семилетка, д.15	Гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
ул. 40 лет Октября, д. 1,3,5,7,9,11,13,15,17, 1,23,25,29,31,33,2,4,8, 12,14,16,18,20,22,24,2 6,26а,28,30,32,34,36,3 8	жилые дома	1	33 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. 40 лет Октября, д. 13	Гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
Ул. Маяковского, д. 1,1а,3,5,7,9,15,17,19,2 1,23,25,27,29,33,35,37	жилые дома	1	17 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Набережная	НС№6	1	2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Набережная, д.3	общежитие	3	24 квартиры	кВт/кварт.	3,1	0,98	0,20
ул. Набережная, д.6	Произв. база			кВт	116,4	0,8	0,75
ул. Набережная	НС 2-й подъём	1	4 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Амурская, д. 3,5,7,9,11,13,15,17,19, 21,25,27,31,33,35,2,4, 6,8	жилые дома	1	19 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Набережная, д.6	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,23	0,98	0,20
ул. Набережная, д.8	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,23	0,98	0,20
ул. Огарёва, д.5	жилой дом	4	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д.5	жилой дом	4	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. Огарёва, д.18	жилой дом	1	2 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Огарёва, д.20	жилой дом	1	2 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Рабочая, д.2,4,6,8,10,12,14,14а, 16,18,20,24,26,30,30а, 32,36,38,40,44,46,50	жилые дома	1	22 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 48	гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 48,46,44,42,38,36,34,3 2,30,28,26,24,22,20	жилые дома	1	14 домов	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 21,23,25	жилые дома	1	6 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

ул. Матросова, д. 11,13,15,17	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
пр-д. Матросова, д. 3,4,5,6	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 30	гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 15	СОШ №7	3	400 мест	кВт/мест	0,25	0,95	0,38
ул. Огарёва	НС№5		2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Матросова, д.16	ИП Кузнецов			кВт	146	0,8	0,75
ул. Матросова, д. 4	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 14	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 16	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Огарёва, д. 1	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Советская, д. 15	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 20а	Детский сад «Солнышко»	2	150 мест	кВт/мест	0,146	0,97	0,25
ул. Набережная, д. 18	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 20	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Советская, д.19	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Советская, д.21	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 11	жилой дом	1	1 дом	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 3,5,7,9	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 24	магазин	1	100 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75
ул. Набережная, д. 30	почта	1	60 м ²	кВт/м ²	0,16	0,9	0,48
ул. Набережная, д. 26,32,34,36,38,40,42	жилые дома	1	14 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 17а	Детский сад «Сказка»	2	200 мест	кВт/мест	0,46	0,97	0,25
ул. Советская, д. 36,38	жилые дома	1	4 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Пушкина, д. 6,10	жилые дома	1	2 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Советская, д. 29,31,33,35,37,39	жилые дома	1	12 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
пр-д. Пушкина, д. 4,6,8,10,11,14	жилые дома	1	14 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Пушкина, д. 12	Школа №20	2	300 мест	кВт/мест	0,25	0,95	0,38
ул. Пушкина, д. 4	жилой дом	1	1	кВт/коттедж	10	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

пр-д. Пушкина, д. 3,5,7,9	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 15,17,19	жилые дома	1	3 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 27,29,31	жилые дома	1	3 дома	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Советская, д. 20,22,24,26	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Матросова, д. 9	жилой дом	1	2 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 2,4	жилые дома	1	4 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 24	жилой дом	1	2 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20
ул. Промышленная, д. 2а	Станция скорой помощи	1	80 м ²	кВт/м ²	0,23	0,82	0,7
ул. Промышленная, д. 4а	магазин	1	60 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75
ул. Пушкина, д. 7	Здание админ. посёлка	2	600 м ²	кВт/ м ²	0,043	0,9	0,48
ул. Советская, д. 43	жилой дом	3	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. Советская, д. 43а	жилой дом	3	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. Советская, д. 45	жилой дом	3	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. 40 лет Победы, д. 1	жилой дом	1	90 квартир	кВт/кварт.	1,65	0,98	0,20
ул. Набережная, д. 52	жилой дом	1	45 квартир	кВт/кварт.	2,475	0,98	0,20
ул. Набережная	КНС	1	2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
Нагрузка КВЛ-6 кВ Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс»							
ул. Юбилейная, д. 6	жилой дом	5	60 квартир	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 2	жилой дом	5	90 квартир	кВт/кварт.	1,65	0,98	0,20
ул. Матросова	НС№1	1	2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Юбилейная, д. 7	жилой дом	5	110 квартир	кВт/кварт.	1,486	0,98	0,20
ул. Крымская, д.29а	Детсад «Берёзка»	2	100 мест	кВт/мест	0,46	0,97	0,25
ул. Юбилейная	НС№3	1	2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Спартака, д. 9	жилой дом	3	36 квартир	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 68	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

ул. Заводская, д. 61,63,65,67,69,71,73	жилые дома	1	7 домов	кВт/коттедж	7,9	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 2а	Спортивный комплекс (ФОК)	2	150 мест	кВт/мест	0,17	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 3	жилые дома	5	60 квартир	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 5	жилой дом	5	75 квартир	кВт/кварт.	1,875	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 1	жилой дом	5	183 квартир	кВт/кварт.	1,38	0,98	0,20
ул. Юбилейная, д. 3а	Магазин «Наш Универсам»	1	300 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75
ул. Матросова, д. 19	Прачечная	2	1500 кг вещей	кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75
ул. Ленинградская, д. 19	Муз. школа	2	150 мест	кВт/мест	0,15	0,92	0,43
ул. Промышленная	Хлебозавод			кВт	246	0,8	0,75
ул. Пушкина, д. 15	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 39	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 43	Магазин	1	60 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75
ул. Гастелло, д. 2,4,6,8	жилые дома	1	8 квартир	кВт/коттедж	12,1	0,98	0,20
ул. Гастелло, д. 10	Церковь		100 мест	кВт/мест	0,12	0,95	0,33

Продолжение таблицы 1

Ул. Пушкина, д. 14	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Пушкина	НС№4	1	2 места	кВт	30	0,8	0,75
ул. Пушкина, д. 9	жилой дом	4	45 квартир	кВт/кварт.	2,475	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 44	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 46	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 50	жилой дом	2	18 квартир	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20
ул. Пушкина, д. 19а	Начальная школа №4	2	200 мест	кВт/мест	0,17	0,92	0,43
ул. Заводская, д. 51	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 55	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 59	жилой дом	2	18 квартир	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

ул. Заводская, д. 60	жилой дом	4	48 квартир	кВт/кварт.	2,4	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 62	жилой дом	4	48 квартир	кВт/кварт.	2,4	0,98	0,20
Ул. Крымская, д.14	СОШ №4	2	300 мест	кВт/мест	0,25	0,95	0,38
ул. Пушкина, д. 18а	музей	2	50 мест	кВт/мест	0,12	0,95	0,33
ул. Заводская, д. 41	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 43	поликлиника	3	100 мест	кВт/мест	0,36	0,92	0,43
ул. Заводская, д. 45	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 47	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 49	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 30	больница	2	200 мест	кВт/мест	0,36	0,92	0,43
ул. Ленинградская, д. 32	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 34	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 36	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Матросова, д. 23	Дет. сад «Золотая рыбка»	2	150 мест	кВт/мест	0,46	0,97	0,25
ул. Матросова	НС№2	1	2 места	кВт/насос	30	0,8	0,75
ул. Заводская, д. 56	жилой дом	5	70 квартир	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 33	жилой дом	2	18 квартир	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 35	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Заводская, д. 37	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Огарёва, д. 29	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 14	жилой дом	2	18 квартир	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 16	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 18	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 20	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 22	жилой дом	2	8 квартир	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 24	жилой дом	2	18 квартир	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20

Продолжение таблицы 2

ул. Матросова, д. 8а	Центр внешкольной работы	2	150 мест	кВт/мест	0,15	0,92	0,43
ул. Ленинградская, д. 5	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 12	жилой дом	5	60 квартир	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20
ул. Ленинградская, д. 10а	Отдел образования	2	400 м ²	кВт/м ²	0,054	0,87	0,57
пер. Огарёва, д. 3	жилой дом	2	16 квартир	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20
пер. Огарёва, д.18а,20а	жилые дома	1	4 квартиры	кВт/коттедж	10	0,98	0,20

Расчет электрических нагрузок жилых зданий проводится по методике, изложенной в РД 34.20.185-94.

Определяются нагрузки всего дома:

$$P_{\text{ж.д.}} = P_{\text{уд. кв.}} \cdot n_{\text{кв.}}, \text{ кВт} \quad (1)$$

где $P_{\text{ж.д.}}$ – активная расчетная мощность жилого дома, кВт;

$P_{\text{уд. кв.}}$ – удельная нагрузка одной квартиры, кВт/кварт;

$n_{\text{кв.}}$ – количество квартир.

Реактивная расчётная мощность всего дома:

$$Q_{\text{ж.д.}} = P_{\text{ж.д.}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр} \quad (2)$$

где $\text{tg}\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Полная расчётная мощность всего дома:

$$S_{\text{ж.д.}} = P_{\text{ж.д.}} / \cos\varphi, \text{ кВА} \quad (3)$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Расчётный ток нагрузки всего дома:

$$I_{\text{ж.д.}} = S_{\text{ж.д.}} / (1,73 \cdot U_{\text{ном}}), \text{ A} \quad (4)$$

Произведем расчет 36-квартирного жилого дома по ул. Огарева, д. 4, удельная нагрузка одной квартиры из [1] для 36-квартирного дома $P_{\text{уд.кв}}=2,725$ кВт;

$$P_{\text{жд}} = 2,725 \cdot 36 = 98,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ж.д.}} = 98,1 \cdot 0,2 = 19,6 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{ж.д.}} = 98,1 / 0,98 = 100,1 \text{ Ква}$$

$$I_{\text{ж.д.}} = 100,1 / (1,73 \cdot 0,38) = 152,3 \text{ A}$$

Результаты расчетов для остальных домов сведем в табл. 3.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий определяются по удельным электрическим нагрузкам, отнесенным к площади здания или к числу мест.

$$P_{\text{общ.зд.}} = P_{\text{уд.общ.зд.}} \cdot n, \text{ кВт}$$

где $P_{\text{общ.зд.}}$ – расчетная активная нагрузка общественного здания, кВт;

n – количество мест, м² ;

$P_{\text{уд.общ.зд.}}$ – удельная нагрузка общественного здания, кВт/место, кВт/м².

Расчётные реактивную, полную мощности и расчётный ток нагрузки определяем по аналогичным формулам:

$$Q_{\text{общ.зд.}} = P_{\text{общ.зд.}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр} \quad (5)$$

$$S_{\text{общ.зд.}} = P_{\text{общ.зд.}} / \cos\varphi, \text{ кВА} \quad (6)$$

$$I_{\text{общ.зд.}} = S_{\text{общ.зд.}} / (1,73 \cdot U_{\text{ном}}), \text{ А} \quad (7)$$

Произведем расчет нагрузки общественного здания на примере СОШ №7. Выберем из [1] значение удельной электрической нагрузки для СОШ №7, $P_{\text{уд.общ.зд}} = 0,25 \text{ кВт/место}$, $n = 400 \text{ мест}$

$$P_{\text{общ.зд.}} = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{общ.зд.}} = 100 \cdot 0,38 = 38 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{общ.зд.}} = 100 / 0,95 = 105,3 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{общ.зд.}} = 105,3 / (1,73 \cdot 0,38) = 202,4 \text{ А}$$

Произведем расчет нагрузки общественного здания на примере магазина «Наш Универсам». Выберем из [1] значение удельной электрической нагрузки для магазина, $P_{\text{уд.общ.зд}} = 0,25 \text{ кВт/м}^2$, $n = 300 \text{ м}^2$.

$$P_{\text{общ.зд.}} = 0,25 \cdot 300 = 75 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{общ.зд.}} = 75 \cdot 0,75 = 56,25 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{общ.зд.}} = 75 / 0,8 = 93,75 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{общ.зд.}} = 93,75 / (1,73 \cdot 0,38) = 142,6 \text{ А}$$

Результаты расчетов для остальных общественных зданий сведем в табл.

3.

Расчётная активная мощность электродвигателей насосов холодного

водоснабжения и КНС определяется по их установленной мощности и коэффициенту спроса из [1].

$$P_{\text{НС}} = K_c \cdot \Sigma P_{\text{н.дв.}}, \text{ кВт} \quad (8)$$

где $P_{\text{НС}}$ – расчетная активная мощность насосной станции, кВт;

K_c - коэффициент спроса для электродвигателей насосов;

$P_{\text{н. дв.}}$ – номинальная мощность электродвигателя насоса, кВт.

Расчётные реактивная, полная мощности и ток нагрузки определяем по аналогичным формулам:

$$Q_{\text{НС}} = P_{\text{НС}} \cdot \text{tg}\varphi, \text{ кВАр} \quad (9)$$

$$S_{\text{НС}} = P_{\text{НС}} / \cos\varphi, \text{ кВА} \quad (10)$$

$$I_{\text{НС}} = S_{\text{НС}} / (1,73 \cdot U_{\text{НОМ}}), \text{ А} \quad (11)$$

Произведем расчет нагрузки насосной станции на примере НС№4. Исходя из [1] значение $K_c = 0,75$, $P_{\text{н.дв.}} = 30$ кВт, $n = 2$

$$P_{\text{НС}} = 0,75 \cdot 30 \cdot 2 = 45 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{НС}} = 45 \cdot 0,75 = 33,8 \text{ кВАр}$$

$$S_{\text{НС}} = 45 / 0,8 = 56,3 \text{ кВА}$$

$$I_{\text{НС}} = 56,3 / (1,73 \cdot 0,38) = 81,3 \text{ А}$$

Расчетная электрическая нагрузка распределительных линий 0,38 кВ при питании потребителей жилых домов и общественных помещений определяется:

$$P_{рл} = P_{зд.мах} + \sum k_{yi} \cdot P_{зд.i} \text{ кВт} \quad (12)$$

где $P_{рл}$ – расчетная активная нагрузка линии, кВт;

$P_{зд.мах}$ – максимальная нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;

$P_{зд.i}$ – расчетные нагрузки других зданий;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Расчет распределительной линии на напряжение 0,38 кВ рассмотрим на примере Ф№3 ТП – 263. К питающей линии подключены 2 жилых дома на 16 квартир, магазин продовольственных товаров площадью 60 м², 4 двухквартирных коттеджа и церковь на 100 мест.

$$P_{рл} = 40 \cdot 2,6 + 0,6 \cdot 15 + 0,9 \cdot 12 = 131 \text{ кВт}$$

$$Q_{рл} = 40 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 0,6 \cdot 15 \cdot 0,75 + 0,9 \cdot 12 \cdot 0,33 = 36,01 \text{ кВАр}$$

$$S_{рл} = \sqrt{131^2 + 36,01^2} = 135,9 \text{ КВа}$$

$$I_{рл} = 135,9 / (1,73 \cdot 0,38) = 196,3 \text{ А}$$

Расчеты сведем в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчет электрических нагрузок

Здания по генеральному плану	Потребители электроэнергии	Количество этажей	Показатель: количество квартир, м ² , мест	Единица	Уд.нагрузка Р _{уд.} кВт/у.е.	cos φ	tgφ	Нагрузка			Расчетный ток I, А
								Р _p , кВт	Q _p , кВАр	S _p , кВт·А	
Нагрузка ВЛ-6 кВ Ф№4 ПС 35 кВ «Прогресс»											
Нагрузка ТП-257											
ул. Матросова	гаражи	1	72	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	0,5	0,1	0,51	2,22
Итого по ТП-257 (ф-1)			72	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	36,00	7,2	36,7	55,9
Нагрузка ТП-267											
ул. Матросова	гаражи	1	54	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	0,5	0,1	0,51	2,22
Итого по ф-1 ТП-267				кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	27,00	5,4	27,6	42
ул. Матросова	гаражи	1	90	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	0,5	0,1	0,51	2,22
Итого по ф-2 ТП-267				кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	45,00	9	45,9	69,8
Итого по ТП-267				кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	72,00	14,4	73,5	111,8
Нагрузка ТП-209											
ул. Маяковского, д. 2а,6,8,10,12,16,18,20, 22,28,32,34,36,38	жилые дома	1	1/14	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Покрышкина, д. 1,3,5,9,13,15,21,25,27 а,35,2а,4,6,8,10,12,14, 16,18,28,30,36	жилые дома	1	1/22	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5

Продолжение таблицы 3

ул. Орловская, д. 1,1а,3,7,9,13,15,17,19,21,23,25,29,31,33,37,2,4,6,10,14,16,16а,18,20,24,26,26а,28,32,34,36,38,40,42,46	жилые дома	1	1/36	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Орловская, д. 9, ул. Рабочая, д. 27	гаражи	1	2	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	1	0,2	1,02	4,64
ул. Орловская, д. 2а	магазин	1	40 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75	10	7,5	12,5	19
ул. Орловская, д. 2б	магазин	1	30 м ²	кВт/м ²	0,16	0,9	0,48	4,8	2,3	5,3	8,1
ул. Рабочая, д. 1,3,5,7,11,13,15,17,17а,19,21,23,27,31,33,35,39,43,45,45а,47	жилые дома	1	1/21	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
Итого по ф-1 ТП-209			93 дома, 2 магазина, 2 гаража	кВт/коттедж	1,6	0,98	0,20	164,6	39,76	169,3	257,6
ул. Семилетка, д. 2,4,6,8,8а,10,12,14,16,18,20,22,26,28,30,32,1,3,5,7,9,11,13,15,21,23,25,29,31,33	жилые дома	1	1/30	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Семилетка, д. 15 ул. 40 лет Октября, д. 13	гаражи	1	2	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	1	0,2	1,02	4,64

Продолжение таблицы 3

ул. 40 лет Октября, д. 1,3,5,7,9,11,13,15,17,21, 23,25,29,31,33,2,4,8,12, 14,16,18,20,22,24,26,26 а,28,30,32,34,36,38	жилые дома	1	1/33	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Маяковского, д. 1,1а,3,5,7,9,15,17,19,21, 23,25,27,29,33,35,37	жилые дома	1	1/17	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
Итого по ф-2 ТП-209			80 домов, 2 гаража	кВт/коттедж	1,8			145	29	147,9	225
Итого по ТП-209			173 дома, 2 магазина, 4 гаража	кВт/коттедж	1,4			259	58,64	265,6	404
Нагрузка ТП-295											
ул. Набережная	НС№6	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ТП-295 (ф-1,2)								45	33,8	56,3	81,3
Нагрузка ТП-227											
ул. Набережная, д. 3	жилой дом (общеежитие)	3	24	кВт/кварт.	3,1	0,98	0,20	74,4	14,88	75,9	115,5
Продолжение таблицы 3											
Итого по ТП-227 (ф-9)								74,4	14,88	75,9	115,5
Нагрузка ТП-236											

Продолжение таблицы 3

ул. Набережная, д. 6	Производственная база			кВт	116,4	0,8	0,75	116,4	87,3	145,5	221,3
Итого по ТП-236 (ф-1,2)				кВт	116,4	0,8	0,75	116,4	87,3	145,5	221,3
Нагрузка ТП-203											
ул. Набережная	НС 2-й подъём	1	2	кВт/насос	40	0,8	0,75	60	45	75	108,4/2=54,2
Итого по ф-10,11 ТП-203								60	45	75	108,4/2=54,2
ул. Амурская, д. 3,5,7,9,11,13,15,17,19,21,25,27,31,33,35,2,4,6,8	жилые дома	1	1/19	кВт/коттедж	3,5	0,98	0,20	66,5	13,3	67,9	103,2
Итого по ф-3 ТП-203			19	кВт/коттедж	3,5			66,5	13,3	67,9	103,2
Итого по ТП-203								126,5	58,3	139,3	201,3
Нагрузка ТП-232											
ул. Набережная, д. 6	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,23	0,98	0,20	41,8	8,4	42,7	64,9
Итого по ф-11 ТП-232								41,8	8,4	42,7	64,9
ул. Набережная, д. 8	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,23	0,98	0,20	41,8	8,4	42,7	64,9
Итого по ф-4 ТП-232								41,8	8,4	42,7	64,9
ул. Набережная	НС 2-й подъём	1	2	кВт/насос	40	0,8	0,75	60	45	75	108,4/2=54,2
Итого по ф-1,18 ТП-232								60	45	75	108,4/2=54,2

Продолжение таблицы 3

Итого по ТП-232				16	кВт/кварт.	3,85			121,6	57,3	134,4	194,3
Нагрузка ТП-204												
ул. Огарёва, д. 5	жилой дом	4	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,6	100,1	152,3	
ул. Ленинградская, д. 5	жилой дом	4	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,6	100,1	152,3	
Итого по ф-2 ТП-204				72	кВт/кварт.	1,94			139,68	28	142,5	216,7
ул. Огарёва, д. 18, 20	жилые дома	1	1(2-х кв.)/2	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2	
ул. Рабочая, д. 2,4,6,8,10,12,14,14а,16,18,20,24,26,30,30а,32,36,38,40,44,46,50	жилые дома	1	1/22	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5	
ул. Заводская, д. 48	гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	0,5	0,1	0,51	2,32	
ул. Заводская, д. 48,46,44,42,38,36,34,32,30,28,26,24,22,20	жилые дома	1	1/14	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5	
Итого по ф-8 ТП-204				40	кВт/коттедж	2,6			104,5	20,9	106,6	162,1
ул. Ленинградская, д. 21,23,25	жилые дома	1	1(2-х кв.)/3	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2	
ул. Матросова, д. 11,13,15,17	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2	
пр-д. Матросова, д. 3,4,5,6	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2	
ул. Заводская, д. 30	гараж	1	1	кВт/гараж	0,5	0,98	0,20	0,5	0,1	0,51	2,32	
Итого по ф-1 ТП-204				22	кВт/коттедж	3,3			73,1	14,62	74,6	113,5

Продолжение таблицы 3

Итого по ТП-204				134	кВт/кварт.	1,45			194,3	38,9	198,3	286,5
Нагрузка ТП-246												
ул. Ленинградская, д. 15	СОШ№7	3	400		кВт/мест	0,25	0,95	0,38	100	38	105,3	202,4
Итого по ф-1,2 ТП-246									100	38	105,3	202,4
ул. Огарёва	НС№5	1	2		кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-3 ТП-246									45	33,8	56,3	81,3
Итого по ТП-246									145	71,8	161,8	233,8
Нагрузка ТП-224												
ул. Матросова, д. 16	ИП Кузнецов				кВт	146	0,8	0,75	146	109,5	182,5	277,6
Итого по ТП-224 (ф-2,3)									146	109,5	182,5	277,6
Нагрузка ТП-242												
ул. Матросова, д. 4	жилой дом	5	70		кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-1 ТП-242									136,5	27,3	139,3	211,9
ул. Набережная, д. 14	жилой дом	5	70		кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-3 ТП-242									136,5	27,3	139,3	211,9
Продолжение таблицы 3												
ул. Набережная, д. 16	жилой дом	5	70		кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-7 ТП-242									136,5	27,3	139,3	211,9
ул. Огарёва, д. 1	жилой дом	5	70		кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-8 ТП-242									136,5	27,3	139,3	211,9

Продолжение таблицы 3

ул. Советская, д. 15	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-6 ТП-242				кВт/кварт.				136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ТП-242			350	кВт/кварт.	1,29			451,5	90,3	460,7	665,8
Нагрузка ТП-221											
ул. Набережная, д. 20а	Детский сад «Солнышко »	2	150	кВт/мест	0,46	0,97	0,25	69	17,3	71,1	108,2
Итого по ф-10,11 ТП-221								69	17,3	71,1	108,2
ул. Набережная, д. 18	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-4 ТП-221								136,5	27,3	139,3	211,9
ул. Набережная, д. 20	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-2 ТП-221				кВт/кварт.				136,5	27,3	139,3	211,9
ул. Советская, д. 19	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-7 ТП-221								136,5	27,3	139,3	211,9
ул. Советская, д. 21	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-5 ТП-221				кВт/кварт.		0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ТП-221			280	кВт/кварт.	1,324			439,7	91,4	449,1	649
Нагрузка ТП-205											
ул. Промышленная, д. 11	жилой дом	1	1	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Промышленная, д. 3,5,7,9	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Набережная, д. 24	магазин	1	100 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75	25	18,75	31,25	47,5

Продолжение таблицы 3

ул. Набережная, д. 30	почта	1	60 м ²	кВт/м ²	0,16	0,9	0,48	9,6	4,61	10,7	16,3
ул. Набережная, д. 26,32,34,36,38,40,42	жилые дома	1	1(2-х кв.)/7	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
Итого по ф-2 ТП-205			23	кВт/коттедж	3,2			94,36	28,72	98,6	150
ул. Промышленная, д. 17а	Дет. сад «Сказка»	2	200	кВт/мест	0,46	0,97	0,25	92	23	94,8	144,3
ул. Советская, д. 36,38	жилые дома	1	1(2-х кв.)/2	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Пушкина, д. 6,10	жилые дома	1	2	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Советская, д. 29,31,33,35,37,39	жилые дома	1	1(2-х кв.)/6	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
пр-д. Пушкина, д. 4,6,8,10,11,14	жилые дома	1	1(2-х кв.)/7	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
Итого по ф-1 ТП-205			32	кВт/коттедж	2,9			129,6	27,76	132,5	201,6
ул. Пушкина, д. 12	СОШ№20	2	300	кВт/мест	0,25	0,95	0,38	75	28,5	78,9	120
ул. Пушкина, д. 4	жилой дом	1	1	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Пушкина, д. 3,5,7,9	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
Итого по ф-8 ТП-205			9	кВт/коттедж	4,9			74,1	20,22	76,8	116,8
ул. Промышленная, д. 15,17,19	жилые дома	1	1/3	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
ул. Ленинградская, д. 27,29,31	жилые дома	1	1/3	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5

Продолжение таблицы 3

ул. Советская, д. 20,22,24,26	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Матросова, д. 9	жилой дом	1	1(2-х кв.)/1	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Промышленная, д. 2,4	жилые дома	1	1(2-х кв.)/2	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Набережная, д. 24	жилой дом	1	1(2-х кв.)/1	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
ул. Промышленная, д. 2а	станция скорой помощи	1	80 м ²	кВт/м ²	0,23	0,82	0,7	18,4	12,88	22,4	34,1
ул. Промышленная, д. 4а	магазин	1	60 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75	15	11,25	18,75	28,5
Итого по ф-7 ТП-205			22	кВт/коттедж	3,3			94,5	30,3	99,2	151
Итого по ТП-205			86	кВт/коттедж	1,71			257,46	80,2	269,7	410,2
Нагрузка ТП-206											
ул. Пушкина, д. 7	Администрация посёлка	2	600 м ²	кВт/м ²	0,043	0,9	0,48	25,8	12,4	28,7	43,6
Итого по ф-9 ТП-206								25,8	12,4	28,7	43,6
ул. Советская, д. 43	жилой дом	3	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,62	100,1	152,3
Итого по ф-1 ТП-206								98,1	19,62	100,1	152,3
ул. Советская, д. 43а	жилой дом	3	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,62	100,1	152,3
Итого по ф-11 ТП-206								98,1	19,62	100,1	152,3
ул. Советская, д. 45	жилой дом	3	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,62	100,1	152,3
Итого по ф-6 ТП-206				кВт/кварт.		0,98	0,20	98,1	19,62	100,1	152,3

Продолжение таблицы 3

Итого по ТП-206				108	кВт/кварт.	1,48		185,6	44,4	190,8	275,8
Нагрузка ТП-262											
ул. 40 лет Победы, д. 1	жилой дом	5	90	кВт/кварт.	1,65	0,98	0,20	148,5	29,7	151,5	230,5
Итого по ф-5,10 ТП-262								148,5	29,7	151,5	230,5
ул. Набережная, д. 52	жилой дом	4	45	кВт/кварт.	2,475	0,98	0,20	111,4	22,3	113,7	173
Итого по ф-9 ТП-262								111,4	22,3	113,7	173
ул. Набережная	КНС	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-3 ТП-262								45	33,8	56,3	81,3
Итого по ТП-262				135	кВт/кварт.	1,45		240,8	72,95	251,6	363,6
Итого по ВЛ-6 кВ Ф.№4 ПС 35 кВ «Прогресс»								2911,6	931,27	3056,9	294,5
Нагрузка ВЛ-6 кВ Ф.№6 ПС 35 кВ «Прогресс»											
Нагрузка ТП-264											
ул. Юбилейная, д. 6	жилой дом	5	60	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20	126	25,2	128,6	195,6
Итого по ф-7,9 ТП-264								126	25,2	128,6	195,6
ул. Юбилейная, д. 2	жилой дом	5	90	кВт/кварт.	1,65	0,98	0,20	148,5	29,7	151,3	230,5
Итого по ф-5,10 ТП-264											
ул. Матросова	НС№1	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-3,8 ТП-264								45	33,8	56,3	81,3
Итого по ТП-264				150	кВт/кварт.	1,43		259,5	76,7	270,6	391
Нагрузка ТП-259											
ул. Юбилейная, д. 7	жилой дом	5	110	кВт/кварт.	1,486	0,98	0,20	163,5	32,7	166,8	253,8
Итого по ф-12 ТП-259								163,5	32,7	166,8	253,8

Продолжение таблицы 3

ул. Крымская, д. 29а	Детский сад «Берёзка»	2	100	кВт/мест	0,46	0,97	0,25	46	11,5	47,4	68,5
Итого по ф-15 ТП-259								46	11,5	47,4	68,5
ул. Юбилейная	НС№3	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-6,10 ТП-259								45	33,8	56,3	81,3
ул. Спартака, д. 9	жилой дом	3	36	кВт/кварт.	2,725	0,98	0,20	98,1	19,6	100,1	152,3
ул. Заводская, д. 68	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,85	0,98	0,20	61,6	12,32	62,9	95,6
ул. Заводская, д. 61,63,65,67,69,71,73	жилые дома	1	1/7	кВт/коттедж	10	0,98	0,20	10	2	10,2	15,5
Итого по ф-4 ТП-259			59	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20	123,9	24,8	126,4	182,7
Итого по ТП-259			169	кВт/кварт.	1,38			324,2	91,9	337	487
Нагрузка ТП-260											
ул. Юбилейная, д. 2а	Спортивный комплекс (ФОК)	2	150	кВт/мест	0,17	0,92	0,43	25,5	11	27,7	42,2
Итого по ТП-260 (ф-1)								25,5	11	27,7	42,2
Нагрузка ТП-254											
ул. Юбилейная, д. 3	жилой дом	5	60	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20	126	25,2	128,6	195,6
Итого по ф-10,15 ТП-254								126	25,2	128,6	195,6
ул. Юбилейная, д. 5	жилой дом	5	75	кВт/кварт.	1,875	0,98	0,20	140,6	28,1	143,5	31,5
Итого по ф-13 ТП-254								140,6	28,1	143,5	31,5
Итого по ТП-254			135	кВт/кварт.	1,45	0,98	0,20	195,8	39,2	200	288,7
Нагрузка ТП-261											
ул. Юбилейная, д. 1	жилой дом	5	183	кВт/кварт.	1,38	0,98	0,20	252,5	50,5	257,7	392

Продолжение таблицы 3

Итого по ф-6,8 ТП-261								252,5	50,5	257,7	2x196
ул. Юбилейная, д. 3а	Магазин «Наш Универсам»	1	300 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75	75	56,25	93,75	142,6
Итого по ф-1 ТП-261								75	56,25	93,75	142,6
Итого по ТП-261								297,5	84,25	309,2	470,3
Нагрузка ТП-277											
ул. Матросова, д. 19	Прачечная	2	1500 кг вещей	кВт/кг вещей	0,075	0,8	0,75	112,5	84,4	140,6	213,9
Итого по ф-2 ТП-277								112,5	84,4	140,6	213,9
ул. Ленингр., д. 19	Муз. школа	2	150	кВт/мест	0,15	0,92	0,43	22,5	9,7	24,5	37,3
Продолжение таблицы 3											
Итого по ф-1 ТП-277								22,5	9,7	24,5	37,3
Итого по ТП-277								130,5	92,2	159,8	243,1
Нагрузка ТП-249											
ул. Промышленная	Хлебозавод			кВт	146	0,8	0,75	146	109,5	182,5	263,7
Итого по ТП-249 (ф-1,2)								146	109,5	182,5	263,7
Нагрузка ТП-263											
ул. Пушкина, д. 15	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,2	62	94,4
ул. Ленинградская, д. 39	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,2	62	94,4
ул. Ленинградская, д. 43	Магазин	1	60 м ²	кВт/м ²	0,25	0,8	0,75	15	11,25	18,75	28,5
ул. Гастелло, д. 2,4,6,8	жилые дома	1	1(2-х кв.)/4	кВт/коттедж	10x2	0,98	0,20	10x2	2x2	10,2x2	15,5x2

Продолжение таблицы 3

ул. Гастелло, д. 10	Церковь	1	100 мест	кВт/мест	0,12	0,95	0,33	12	3,96	12,6	19,2
Итого по ф-3 ТП-263			40	кВт/кварт.	2,6			131	36,01	135,9	196,3
ул. Пушкина, д. 14	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,2	62	94,4
Итого по ф-19 ТП-263								60,8	12,2	62	94,4
ул. Пушкина	НС№4	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-13,15 ТП-263								45	33,8	56,3	81,3
ул. Пушкина, д.9	жилой дом	4	45	кВт/кварт.	2,475	0,98	0,20	111,4	22,3	113,7	173
Итого по ф-1 ТП-263								111,4	22,3	113,7	173
Итого по ТП-263			101	кВт/кварт.	1,5			223,5	79,3	237,2	342,7
Нагрузка ТП-207											
ул. Ленинградская, д. 44	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
ул. Ленинградская, д. 46	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
ул. Ленинградская, д. 50	жилой дом	2	18	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20	66,6	13,3	68	103,4
ул. Пушкина, д. 19а	Начальная школа №4	2	200	кВт/мест	0,17	0,92	0,43	34	14,62	37	56,2
Итого по ф-3 ТП-207			34	кВт/кварт.	2,8			129,2	33,7	133,5	193
ул. Заводская, д. 51	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 55	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 59	жилой дом	2	18	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20	66,6	13,3	68	103,4
ул. Крымская, д. 14	СОШ №4	2	300	кВт/мест	0,25	0,95	0,38	75	28,5	79	120
Итого по ф-5 ТП-207			50	кВт/кварт.	2,3			190	51,5	196,9	284,5
ул. Заводская, д. 60	жилой дом	4	48	кВт/кварт.	2,4	0,98	0,20	115,2	23,04	117,6	178,9
ул. Заводская, д. 62	жилой дом	4	48	кВт/кварт.	2,4	0,98	0,20	115,2	23,04	117,6	178,9

Продолжение таблицы 3

Итого по ф-4 ТП-207				96	кВт/кварт.	1,52			145,9	29,1	148,9	215,1
Итого по ТП-207				180	кВт/кварт.	1,38			357,4	92,8	369,3	533,6
Нагрузка ТП-208												
ул. Пушкина, д. 18а	музей	2	50		кВт/мест	0,12	0,95	0,33	6	1,98	6,32	9,6
Итого по ф-1 ТП-208					кВт/кварт.				6	1,98	6,32	9,6
ул. Заводская, д. 41	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 43	поликлиника	2	100		кВт/мест	0,36	0,92	0,43	36	15,48	39,1	59,5
ул. Заводская, д. 45	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 47	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 49	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
Итого по ф-2 ТП-208				64	кВт/кварт.	2,05			131,2	26,2	133,9	193,5
ул. Ленинградская, д. 30	больница	2	200		кВт/мест	0,36	0,92	0,43	72	31	78,3	119
Итого по ф-7 ТП-208									72	31	78,3	119
ул. Ленинградская, д. 32	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Ленинградская, д. 34	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Ленинградская, д. 36	жилой дом	2	16		кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
Итого по ф-6 ТП-208				48	кВт/кварт.	2,45			117,6	23,5	120	173,4
Итого по ТП-208				110	кВт/кварт	1,46			274,6	80,6	286,2	550,4
Нагрузка ТП-231												

Продолжение таблицы 3

ул. Матросова, д. 23	Детский сад «Золотая рыбка»	2	150	кВт/мест	0,46	0,97	0,25	69	17,3	71,1	108,2
Итого по ф-3,9 ТП-231								69	17,3	71,1	108,2
ул. Матросова	НС №2	1	2	кВт/насос	30	0,8	0,75	45	33,8	56,3	81,3
Итого по ф-2,7 ТП-231								45	33,8	56,3	81,3
ул. Заводская, д. 56	жилой дом	5	70	кВт/кварт.	1,95	0,98	0,20	136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ф-4 ТП-231								136,5	27,3	139,3	211,9
Итого по ТП-231			70	кВт/кварт.	1,95			250,5	78,4	262,5	379,3
Нагрузка ТП-241											
ул. Заводская, д. 33	жилой дом	2	18	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20	66,6	13,3	68	103,4
ул. Заводская, д. 35	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Заводская, д. 37	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
ул. Огарёва, д. 29	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
Итого по ф-3 ТП-241			58	кВт/кварт.	2,15			124,7	24,9	127,2	183,9
ул. Ленинградская, д. 14	жилой дом	2	18	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20	66,6	13,3	68	103,4
ул. Ленинградская, д. 16	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
ул. Ленинградская, д. 18	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
ул. Ленинградская, д. 20	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3

Продолжение таблицы 3

ул. Ленинградская, д. 22	жилой дом	2	8	кВт/кварт.	5,1	0,98	0,20	40,8	8,16	41,6	63,3
ул. Ленинградская, д. 24	жилой дом	2	18	кВт/кварт.	3,7	0,98	0,20	66,6	13,3	68	103,4
Итого по ф-4 ТП-241			68	кВт/кварт.	1,95			132,6	26,5	135,3	195,5
ул. Матросова, д. 8а	Центр внешкольной работы	2	150	кВт/мест	0,15	0,92	0,43	22,5	9,68	24,5	37,2
Итого по ф-2 ТП-241								22,5	9,68	24,5	37,2
Итого по ТП-241			126	кВт/кварт.	1,46			206,46	46,5	211,6	305,8
Нагрузка ТП-247											
ул. Ленинградская, д. 5	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
Итого по ф-13 ТП-247								60,8	12,16	62	94,4
ул. Ленинградская, д. 12	жилой дом	5	60	кВт/кварт.	2,1	0,98	0,20	126	25,2	128,6	195,6
Итого по ф-2,4 ТП-247											
Продолжение таблицы 3											
ул. Ленинградская, 10а	Отдел образования	2	400 м ²	кВт/м ²	0,054	0,87	0,57	21,6	12,3	24,8	37,8
пер. Огарёва, д. 3	жилой дом	2	16	кВт/кварт.	3,8	0,98	0,20	60,8	12,16	62	94,4
Пер. Огарёва, д. 18а, 20а	жилые дома	1	1(2-х кв.)/2	кВт/коттедж	10х2	0,98	0,20	10х2	2х2	10,2х2	15,5х2
Итого по ф-3 ТП-247			20	кВт/кварт.	3,5			83	18,92	85,1	129,5
Итого по ТП-247			96	кВт/кварт.	1,53			168,5	41,7	173,6	250,8
Итого по ВЛ-6 кВ Ф№6 ПС 35 кВ «Прогресс»								2815	890,3	2952,4	284,4

3.2 Расчет электрических нагрузок ТП

Полная расчетная мощность трансформаторов определяется по суммарной полной расчетной мощности нагрузок, подключенных к данному устройству.

$$S_{т.расч.} = S_{ТП} / (K_3 \cdot N), \text{ кВА} \quad (13)$$

где $S_{т.расч.}$ – расчётная полная мощность трансформатора;

N – число трансформаторов, установленных на подстанции;

$S_{ТП}$ – полная мощность нагрузки на ТП, кВА.

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

При наличии потребителей второй категории $K_3 = 0,8-0,95$.

При наличии потребителей первой категории $K_3 = 0,7$.

Рассмотрим выбор трансформаторов на примере ТП №257, нагрузка ТП №257 из таблицы 2 равна $S_{ТП}=36,7$ кВА

$$S_{т.расч.} = 36,7 / (0,9 \cdot 1) = 40,78 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Принимаем к установке один трансформатор ТМГ – 63/10 ($U_{н1} = 6$ кВ) мощностью $S_{ном.тр.} = 63$ кВА

$$63 \text{ кВ}\cdot\text{А} \geq 40,78 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Для установки будут применяться комплектные трансформаторные подстанции (КТП) наружной установки на напряжение 6/0,4 кВ.

Результаты расчетов сведем в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор трансформаторов ТП-6/0,4 кВ

№ ТП	S _{ТП} , кВА	K _з	N	S _{т.расч.} , кВА	S _{ном. т.} , кВА	Тип тр-ра	Ток х.х. I _{х.х.} %	U _{к.з.} %
ТП-257	36,7	0,9	1	40,78	63	ТМГ-63/10	2,8	4,5
ТП-267	73,5	0,9	1	81,7	100	ТМГ-100/10	2,6	4,5
ТП-209	265,6	0,9	1	295,1	400	ТМГ-400/10	2,1	4,5
ТП-295	56,3	0,9	2	31,2	40	ТМГ-40/10	3	4,5
ТП-227	75,9	0,9	1	84,3	100	ТМГ-100/10	2,6	4,5
ТП-236	145,5	0,9	1	161,7	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-203	139,3	0,9	2	77,4	100	ТМГ-100/10	2,6	4,5
ТП-232	134,4	0,9	2	74,7	100	ТМГ-100/10	2,4	4,5
ТП-204	198,3	0,9	2	110,1	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-246	161,8	0,9	2	89,9	100	ТМГ-100/10	2,6	4,5
ТП-224	182,5	0,9	1	202,8	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-242	460,7	0,9	2	255,9	400	ТМГ-400/10	2,1	4,5
ТП-221	449,1	0,9	2	249,5	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-205	269,7	0,9	2	149,8	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-206	190,8	0,9	2	106	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-262	251,6	0,9	2	139,8	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-264	270,6	0,9	2	150,3	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-259	337	0,9	2	187,2	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-260	27,7	0,9	1	30,8	40	ТМГ-40/10	3	4,5
ТП-254	200	0,9	2	111,1	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-261	257,7	0,9	2	143,2	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-277	159,8	0,9	1	177,6	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-249	182,5	0,9	2	101,4	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-263	237,2	0,9	2	131,8	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-207	369,3	0,9	2	205,2	250	ТМГ-250/10	2,3	4,5
ТП-208	286,2	0,9	2	159	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-231	262,5	0,9	2	145,8	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-241	211,6	0,9	2	117,6	160	ТМГ-160/10	2,4	4,5
ТП-247	173,6	0,9	2	96,4	100	ТМГ-100/10	2,6	4,5

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СЕТИ

4.1 Разработка системы электроснабжения, выбор количества линий

В ходе проектирования системы электроснабжения центрального района п. Прогресс необходимо сопоставить два варианта схемы электроснабжения и выбрать наиболее оптимальный на основе технико-экономического расчёта.

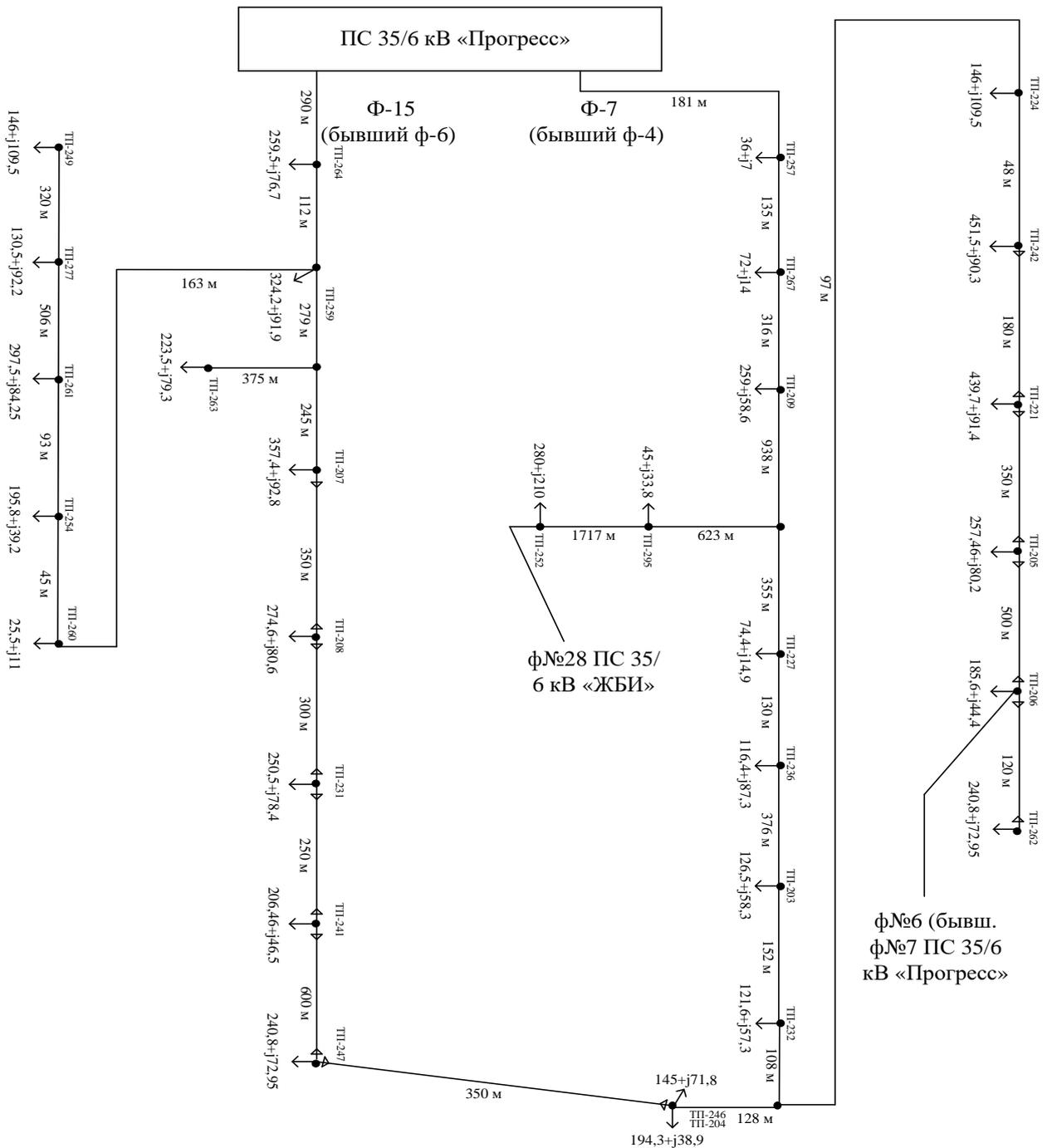


Рисунок 4- Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с одним центром питания.

Рассмотрим вариант схемы электроснабжения района проектирования с одним центром питания.

Эта схема является исходной, то есть от подстанции 35/6 кВ «Прогресс» отходят два фидера Ф№7 и Ф№15 6 кВ, которые запитывают нагрузку района проектирования. Схема распределения нагрузки магистральная, конструктивно фидеры выполнены как ВЛ-6 кВ и как КЛ-6 кВ. Посредством РУ-6 кВ ТП-204 производится взаимное резервирование фидеров, то есть фидеры включены в кольцевую схему, которая в нормальном режиме находится в разомкнутом состоянии. Произведём пересчёт данного варианта схемы, с использованием в качестве провода ВЛ-6 кВ защищённый провод СИП-3, а в качестве кабелей 6 кВ кабель с ПВХ изоляцией АВББШВ 6 кВ.

Произведём расчёт отдельно для каждого из фидеров Ф№7 и Ф№15, при разомкнутом состоянии кольцевой схемы.

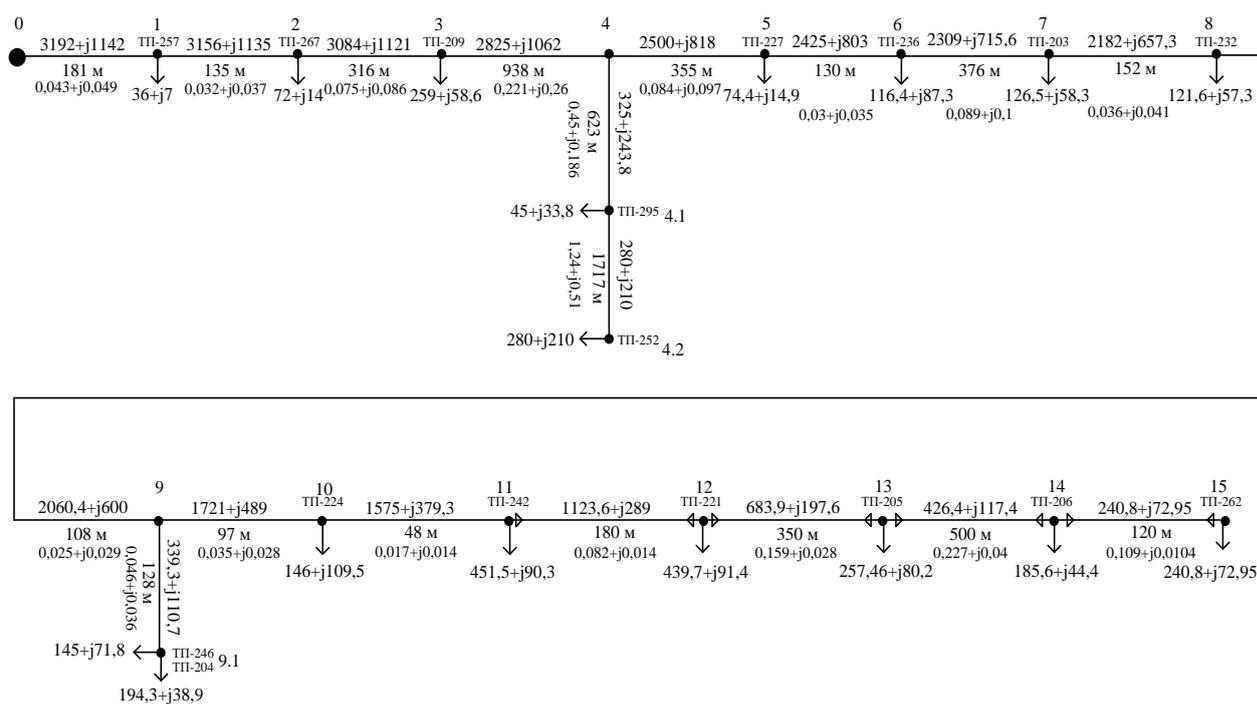


Рисунок 5- Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с одним центром питания для Ф№7 6 кВ (бывший Ф№4).

Аналогично произведём расчёт часть схемы со стороны Ф№15 6 кВ (бывший Ф№6).

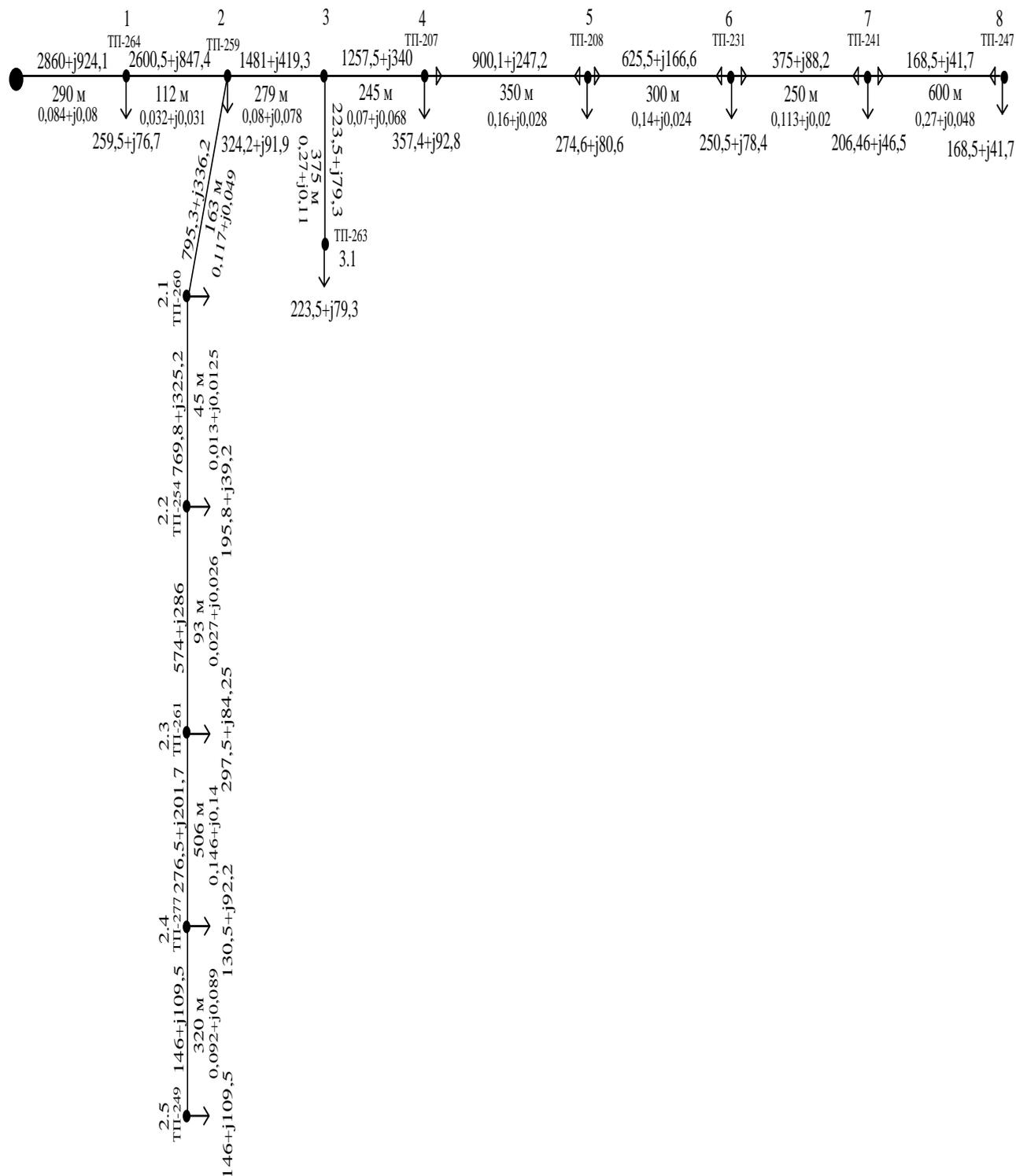


Рисунок 6- Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с одним центром питания для Ф№15 6 кВ (бывший Ф№6).

4.2 Выбор марок и сечений проводников для ВКЛ

На начальном этапе выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{14-15} = S_{15} \quad (14)$$

$$S_{14-15} = (240,8 + j72,95) \text{ кВА}$$

$$S_{13-14} = (S_{14-15} + S_{14}) \quad (15)$$

$$S_{13-14} = (240,8 + j72,95 + 185,6 + j44,4) = (426,4 + j117,4) \text{ кВА}$$

$$S_{12-13} = (S_{13-14} + S_{13}) \quad (16)$$

$$S_{12-13} = (426,4 + j117,4 + 257,46 + j80,2) = (683,9 + j197,6) \text{ кВА}$$

$$S_{11-12} = (S_{12-13} + S_{12}) \quad (17)$$

$$S_{11-12} = (683,9 + j197,6 + 439,7 + j91,4) = (1123,6 + j289) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично, с учётом отпаяк 4- 4.2, 9-9.1 и данные сводим в таблицу 4.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-9 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500\text{ч}$.

$$I_{0-1} = \sqrt{P^2 + Q^2} / (1,73 \cdot U_{\text{ном}}) \quad (18)$$

$$S_{\text{ЭК.}} = I_{0-1} / j_{\text{ЭК.}} \quad (19)$$

$$I_{0-1} = \sqrt{3192^2 + 1142^2} / (1,73 \cdot 6) = 326,6 \text{ А}$$

где $j_{\text{ЭК.}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ (для алюминиевого провода, $T=2500 \text{ ч}$)

$$S_{\text{ЭК.}} = 326,6 / 1,3 = 251,2 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x150 (большее сечение в распределительных сетях 6-10 кВ не применяется).

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 485 \text{ А}$, $r_0 = 0,236 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,272 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 485 \text{ А} > I_{0-1} = 326,6 \text{ А}$$

Выбираем провод на отпаечном участке 4-4.2 $S_{4-4.1} = (325 + j243,8) \text{ Ква}$

$$I_{4-4.1} = \sqrt{325^2 + 243,8^2} / (1,73 \cdot 6) = 39,1 \text{ А}$$

$$S_{\text{ЭК.}} = 39,1 / 1,3 = 30 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x50

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А}$, $r_0 = 0,72 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,299 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А} > I_{4-4.1} = 39,1 \text{ А}$$

Выбираем провод на отпаечном участке 9-9.1

$$S_{9-9.1} = (339,3 + j110,7) \text{ кВА}$$

$$I_{9-9.1} = \sqrt{339,3^2 + 110,7^2} / (1,73 \cdot 6) = 34,4 \text{ А}$$

$$S_{\text{ЭК.}} = 34,4 / 1,3 = 26,4 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x95 (с учётом резервирования от Ф№15 через РУ-6 кВ ТП-204)

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А}$, $r_0 = 0,363 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,284 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А} > I_{9,9.1} = 34,4 \text{ А}$$

Выбираем провод на участке 9-11

$$S_{9-10} = (1721,1 + j489) \text{ кВА}$$

$$I_{9-10} = \sqrt{1721,1^2 + 489^2} / (1,73 \cdot 6) = 172,3 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк.}} = 172,3 / 1,3 = 132,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x95 (с учётом экономии средств и резервирования от Ф№6 через РУ-6 кВ ТП-206)

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А}$, $r_0 = 0,363 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,284 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А} > I_{9-10} = 172,3 \text{ А}$$

Выбираем кабель на участке 11-14

$$S_{11-12} = (1123,6 + j289) \text{ кВА}$$

$$I_{11-12} = \sqrt{1123,6^2 + 289^2} / (1,73 \cdot 6) = 111,7 \text{ А}$$

$j_{\text{эк.}} = 1,9 \text{ А/мм}^2$ (для кабелей с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией, $T=2500 \text{ ч}$)

$$S_{\text{эк.}} = 111,7 / 1,9 = 58,8 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке кабель АВБбШВ-6 кВ 3х70 мм² Параметры кабеля:
 $I_{\text{дл.доп.}} = 210 \text{ А}$ (прокладка в земляных траншеях), $r_0 = 0,453 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$
 $I_{\text{дл.доп.}} = 210 \text{ А} > I_{11-12} = 111,7 \text{ А}$

Выбираем кабель на участке 14-15 $S_{14-15} = (240,8 + j72,95) \text{ кВА}$

$$I_{14-15} = \sqrt{240,8^2 + 72,95^2} / (1,73 \cdot 6) = 24,2 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк.}} = 24,2 / 1,9 = 12,76 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке кабель АВБбШВ-6 кВ 3х35 мм² Параметры кабеля:
 $I_{\text{дл.доп.}} = 140 \text{ А}$ (прокладка в земляных траншеях), $r_0 = 0,907 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,087 \text{ Ом/км}$

Рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода и кабеля на участках сети по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом} \tag{20}$$

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом} \tag{21}$$

где l – длина участка, км

Производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и как КЛ-6 кВ по следующей формуле:

$$\Delta U = (P \cdot R + Q \cdot X) / U_n \tag{22}$$

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 3192 + j1142 \quad l_{0-1} = 0,181 \text{ км}$$

$$R = 0,236 \cdot 0,181 = 0,043 \text{ Ом}$$

$$X = 0,272 \cdot 0,181 = 0,049 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (3192 \cdot 0,043 + 1142 \cdot 0,049) / 6 = 32,2 \text{ В}$$

Для участка КЛ-6 кВ 11-12:

$$S_{11-12} = 1123,6 + j289 \text{ } l_{0-1} = 0,18 \text{ км}$$

$$R = 0,453 \cdot 0,18 = 0,082 \text{ Ом}$$

$$X = 0,08 \cdot 0,18 = 0,014 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (1123,6 \cdot 0,082 + 289 \cdot 0,014) / 6 = 16,03 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и как КЛ-6 кВ по следующим формулам:

$$\Delta P = ((P^2 + Q^2) / U_H^2) \cdot R \quad (23)$$

$$\Delta Q = ((P^2 + Q^2) / U_H^2) \cdot X \quad (24)$$

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 3192 + j1142 \text{ } l_{0-1} = 0,181 \text{ км}$$

$$R = 0,236 \cdot 0,181 = 0,043 \text{ Ом}$$

$$X = 0,272 \cdot 0,181 = 0,049 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((3192^2 + 1142^2)/6^2) \cdot 0,043 = 22,433 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((3192^2 + 1142^2)/6^2) \cdot 0,049 = 25,723 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	3192+ j1142	СИП-3 1x150	0,043+ j0,049	32,2	13,73+j15,64
1-2	3156+ j1135	СИП-3 1x150	0,032+ j0,037	23,8	9,998+j11,56
2-3	3084+ j1121	СИП-3 1x150	0,075+ j0,086	62,8	22,43+j25,72
3-4	2825+ j1062	СИП-3 1x150	0,221+ j0,26	150	55,92+j65,78
4-4.1	325+ j243,8	СИП-3 1x50	0,45+ j0,186	31,9	3,38+j1,4
4.1-4.2	280+ j210	СИП-3 1x50	1,24+ j0,51	75,7	4,22+j1,74
4-5	2500+ j818	СИП-3 1x150	0,084+ j0,097	48,2	16,1+j18,6
5-6	2425+ j803	СИП-3 1x150	0,03+ j0,035	16,8	5,44+j6,34
6-7	2309+ j715,6	СИП-3 1x150	0,089+ j0,1	46,2	14,44+j16,23
7-8	2182+ j657,3	СИП-3 1x150	0,036+ j0,041	17,6	5,19+j5,91
8-9	2060,4+ j600	СИП-3 1x150	0,025+ j0,029	11,5	3,2+j3,71
9-9.1	339,3+ j110,7	СИП-3 1x95	0,046+ j0,036	3,27	0,163+j0,127
9-10	1721+ j489	СИП-3 1x95	0,035+ j0,028	12,3	3,11+j2,49
10-11	15754+ j379,3	СИП-3 1x95	0,017+ j0,014	5,35	1,24+j1,02
11-12	1123,6+ j289	АВБ6ШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,082+ j0,014	16,03	3,07+j0,523
12-13	683,9+ j197,6	АВБ6ШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,159+ j0,028	19	2,24+j0,39
13-14	426,4+ j117,4	АВБ6ШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,227+ j0,04	16,9	1,23+j0,22

14-15	240,8+ j72,95	АВБбШВ-6кВ 3x35 мм ²	0,109+ j0,0104	4,5	0,192+j0,018
Суммарные потери напряжения до точки 4.2				376,4(6,27%)	
Суммарные потери напряжения до точки 9.1				412,37(6,87%)	
Суммарные потери напряжения до точки 15				478,13(7,97%)	
Суммарные потери мощности на всех участках					165,3+j177,5

Аналогично выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{7-8} = S_8 \quad (25)$$

$$S_{7-8} = (168,5+j41,7) \text{ кВА}$$

$$S_{6-7} = (S_{7-8} + S_7) \quad (26)$$

$$S_{6-7} = (168,5+ j41,7 +206,46+ j46,5) = (375+ j88,2) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично, с учётом отпайки 2- 2.5 и данные сводим в таблицу 5.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-4 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500$ ч.

$$I_{0-1} = \sqrt{2860^2 + 924,1^2} / (1,73 \cdot 6) = 289,6 \text{ А}$$

где $j_{\text{эк}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ (для алюминиевого провода, $T=2500$ ч)

$$S_{\text{эк}} = 289,6 / 1,3 = 222,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x120.

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А}$, $r_0 = 0,288 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,278 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А} > I_{0-1} = 289,6 \text{ А}$$

Выбираем провод на отпаечном участке 2-2.5

$$S_{2-2.1} = (795,3 + j336,2) \text{ кВА}$$

$$I_{2-2.1} = \sqrt{795,3^2 + 336,2^2} / (1,73 \cdot 6) = 83,1 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк}} = 83,1 / 1,3 = 64 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x50

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А}$, $r_0 = 0,72 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,299 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А} > I_{2-2.1} = 39,1 \text{ А}$$

Выбираем провод на отпаечном участке 3-3.1

$$S_{3-3.1} = (223,5 + j79,3) \text{ кВА}$$

$$I_{3-3.1} = \sqrt{223,5^2 + 79,3^2} / (1,73 \cdot 6) = 22,84 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк.}} = 22,84 / 1,3 = 17,6 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x50

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А}$, $r_0 = 0,72 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,299 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 245 \text{ А} > I_{3-3.1} = 22,84 \text{ А}$$

Выбираем кабель на участке 4-8

$$S_{4-5} = (900,1 + j247,2) \text{ кВА}$$

$$I_{4-5} = \sqrt{900,1^2 + 247,2^2} / (1,73 \cdot 6) = 89,9 \text{ А}$$

где $j_{\text{эк.}} = 1,9 \text{ А/мм}^2$ (для кабелей с алюминиевыми жилами и пластмассовой изоляцией, $T=2500 \text{ ч}$)

$$S_{\text{эк.}} = 89,9 / 1,9 = 47,3 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке кабель АВБбШВ-6 кВ 3x70 мм² (с учётом резервирования от ФЛ№7 через РУ-6 кВ ТП-204). Параметры кабеля: $I_{\text{дл.доп.}} = 210 \text{ А}$ (прокладка в земляных траншеях), $r_0 = 0,453 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$

Далее аналогично рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода и кабеля на участках сети, производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и как КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2064,7 + j588 \text{ л}_{0-1} = 0,29 \text{ км}$$

$$R = 0,288 \cdot 0,29 = 0,084 \text{ Ом}$$

$$X = 0,278 \cdot 0,29 = 0,08 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (2064,7 \cdot 0,084 + 588 \cdot 0,08) / 6 = 52,4 \text{ В}$$

Для участка КЛ-6 кВ 4-5:

$$S_{4-5} = 900,1 + j247,2 \quad l_{0-1} = 0,35 \text{ км}$$

$$R = 0,453 \cdot 0,35 = 0,16 \text{ Ом}$$

$$X = 0,08 \cdot 0,35 = 0,028 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (900,1 \cdot 0,16 + 247,2 \cdot 0,028) / 6 = 25,2 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и как КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2860 + j924,1 \quad l_{0-1} = 0,29 \text{ км}$$

$$R = 0,084 \text{ Ом}$$

$$X = 0,08 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((2860^2 + 924,1^2) / 6^2) \cdot 0,084 = 21,078 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((2860^2 + 924,1^2) / 6^2) \cdot 0,08 = 20,074 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 6.

Таблица 6 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	2860+ j924,1	СИП-3 1x120	0,084+ j0,08	52,4	21,08+j20,07
1-2	2600,5+ j847,4	СИП-3 1x120	0,032+ j0,031	18,24	6,65+j6,44
2-2.1	795,3+ j336,2	СИП-3 1x50	0,117+ j0,049	18,3	2,42+j1,015
2.1-2.2	769,8+ j325,2	СИП-3 1x50	0,013+ j0,0125	9,6	0,62+j0,25
2.2-2.3	574+ j286	СИП-3 1x50	0,027+ j0,026	7,74	0,77+j0,32
2.3-2.4	276,5+ j201,7	СИП-3 1x50	0,146+ j0,14	21,7	1,17+j0,49
2.4-2.5	146+ j109,5	СИП-3 1x50	0,092+ j0,089	7,35	0,213+j0,089
2-3	1481+ j419,3	СИП-3 1x120	0,08+ j0,078	25,2	5,26+j5,13
3-3.1	223,5+ j79,3	СИП-3 1x50	0,27+ j0,11	11,5	0,42+j0,17
3-4	1257,5+ j340	СИП-3 1x120	0,07+ j0,068	18,5	3,3+j3,21
4-5	900,1+ j247,2	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,16+ j0,028	25,2	3,87+j0,68
5-6	625,5+ j166,6	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,14+ j0,024	15,3	1,63+j0,28
6-7	375+ j88,2	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,113+ j0,02	7,36	0,47+j0,082
7-8	168,5+ j41,7	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,27+ j0,048	7,92	0,023+j0,04
Суммарные потери напряжения до точки 2.5				135,3 (2,26%)	
Суммарные потери напряжения до точки 3.1				107,34 (1,79%)	
Суммарные потери напряжения до точки 8				170,12 (2,83%)	
Суммарные потери мощности на всех участках					47,9+j38,3
Суммарные потери мощности на всех участках для двух фидеров					213,2+j215,8

5 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЧАСТИ ГОРОДА И ИХ АНАЛИЗ

5.1 Расчет потокораспределения в сети 6 кВ

Рассмотрим вариант схемы электроснабжения района проектирования с двумя центрами питания. Эта схема является основной целью изменений, то есть от подстанции 35/6 кВ «Прогресс» также отходят два фидера Ф№7 и Ф№15 6 кВ, посредством реклоузеров 6 кВ разделяем магистрали этих фидеров на части и часть нагрузки перезапитаем от второго центра питания, которым является подстанция 35/6 кВ «ЖБИ». Схема распределения нагрузки также остаётся магистральной, конструктивно фидеры выполнены как ВЛ-6 кВ и как КЛ-6 кВ. Резервирование и конструктивное исполнение фидеров остаётся прежним.

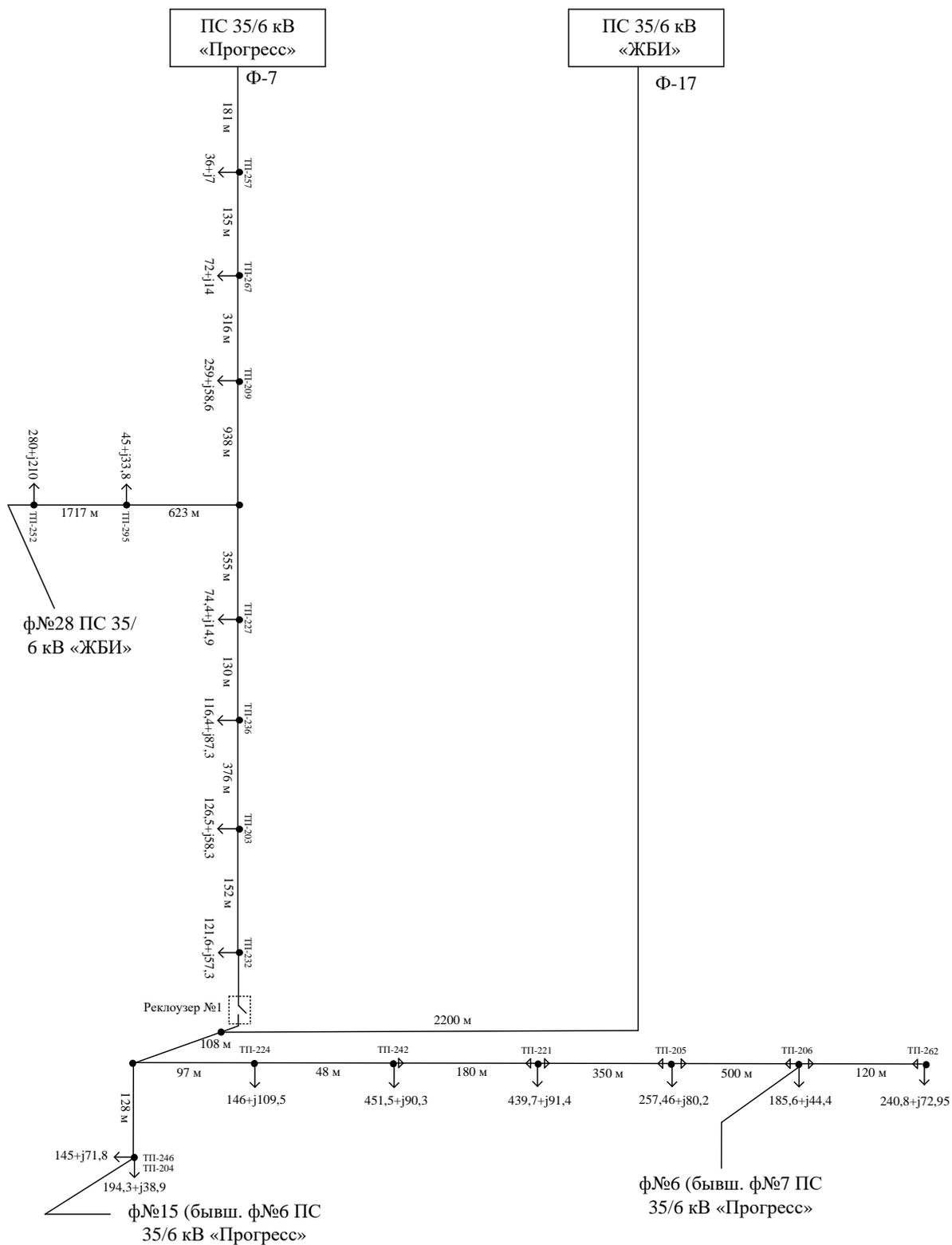


Рисунок 7 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№7 6 кВ (бывший Ф№4).

5.2 Выбор кабельных линий и СИП напряжением 6 кВ

Произведём расчёт отдельно для каждого из фидеров Ф№7 ПС 35/6 кВ «Прогресс» и Ф№17 ПС 35/6 кВ «ЖБИ».

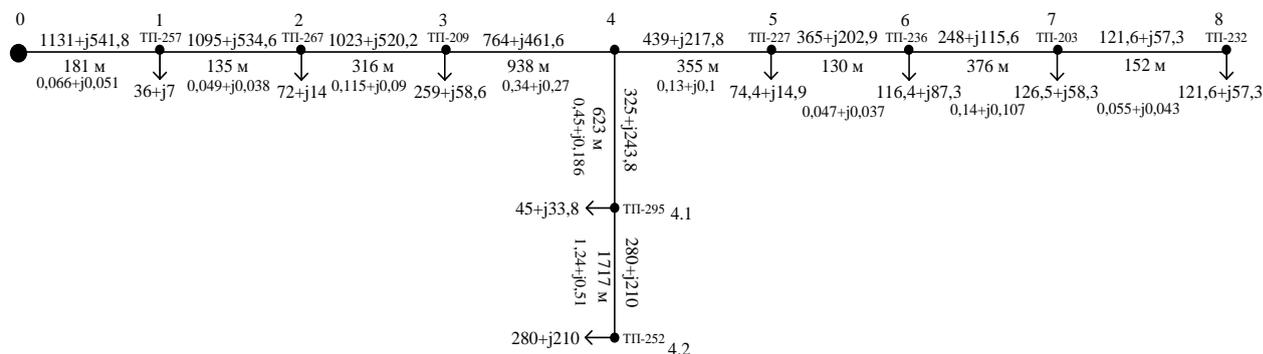


Рисунок 8 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№7 6 кВ (бывший Ф№4) ПС 35/6 кВ «Прогресс».

Аналогично выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{7-8} = (121,6 + j57,3) \text{ кВА}$$

$$S_{6-7} = (121,6 + j57,3 + 126,5 + j58,3) = (248 + j115,6) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично, с учётом отпайки 4-4.2 и данные сводим в таблицу 6.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-8 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500\text{ч}$.

$$I_{0-1} = \sqrt{1131^2 + 541,8^2} / (1,73 \cdot 6) = 120,8 \text{ А}$$

где $j_{\text{эк.}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$ (для алюминиевого провода, $T=2500 \text{ ч}$)

$$S_{\text{эк.}} = 120,8 / 1,3 = 92,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x95.

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А}$, $r_0 = 0,363 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,284 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 370 \text{ А} > I_{0-1} = 120,8 \text{ А}$$

На отпаечном участке 4-4.2 используем аналогичный провод СИП-3 1x50 как и в предыдущем варианте.

Далее аналогично рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода на участках сети, производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 1131 + j541,8 \quad l_{0-1} = 0,181 \text{ км}$$

$$R = 0,363 \cdot 0,181 = 0,066 \text{ Ом}$$

$$X = 0,284 \cdot 0,181 = 0,051 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (1131 \cdot 0,066 + 541,8 \cdot 0,051) / 6 = 17 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 1131 + j541,8 \quad l_{0-1} = 0,181 \text{ км}$$

$$R = 0,066 \text{ Ом}$$

$$X = 0,051 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((1131^2 + 541,8^2)/6^2) \cdot 0,066 = 2,88 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((1131^2 + 541,8^2)/6^2) \cdot 0,051 = 2,23 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	1131+ j541,8	СИП-3 1x95	0,066+ j0,051	17	2,88+j2,23
1-2	1095+ j534,6	СИП-3 1x95	0,049+ j0,038	12,3	2,02+j1,57
2-3	1023+ j520,2	СИП-3 1x95	0,115+ j0,09	27,4	4,2+j5,9
3-4	764+ j461,6	СИП-3 1x95	0,34+ j0,27	64,1	7,52+j5,97
4-4.1	325+ j243,8	СИП-3 1x50	0,45+ j0,186	31,9	4,22+j1,74
4.1-4.2	280+ j210	СИП-3 1x50	1,24+ j0,51	75,7	3,38+j1,44
4-5	439+ j217,8	СИП-3 1x95	0,13+ j0,1	13,1	0,87+j0,67
5-6	365+ j202,9	СИП-3 1x95	0,047+ j0,037	4,1	0,23+j0,18
6-7	248+ j115,6	СИП-3 1x95	0,14+ j0,107	7,85	0,29+j0,22
7-8	121,6+ j57,3	СИП-3 1x95	0,055+ j0,043	1,53	0,028+j0,022
Суммарные потери напряжения до точки 4.2				228,4 (3,8%)	
Суммарные потери напряжения до точки 8				147,38 (2,46%)	
Суммарные потери мощности на всех участках					25,6+j19,9

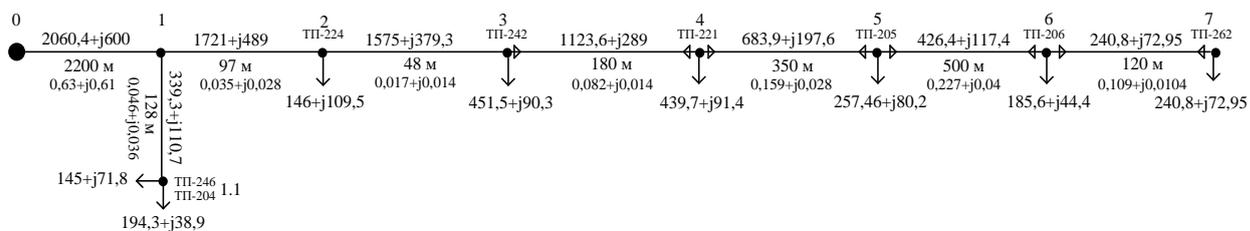


Рисунок 9 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№17 6 кВ ПС 35/6 кВ «ЖБИ».

Аналогично выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{6-7} = (240,8+j72,95) \text{ кВА}$$

$$S_{5-6} = (240,8+ j72,95 +185,6+ j44,4) = (426,4+ j117,4) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично, с учётом отпайки 1-1.1 и данные сводим в таблицу 7.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-1 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500\text{ч}$.

$$I_{0-1} = \sqrt{2060,4^2 + 600^2}/(1,73 \cdot 6) = 206,7 \text{ А}$$

$$j_{\text{эк.}} = 1,3 \text{ А/мм}^2 \text{ (для алюминиевого провода, } T=2500 \text{ ч)}$$

$$S_{\text{эк.}} = 206,7/ 1,3 = 159,03 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x120.

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А}$, $r_0 = 0,288 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,278 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А} > I_{0-1} = 206,7 \text{ А}$$

На участках 1-1.1, 1-3, используем аналогичный провод СИП-3 1х95 как и в предыдущем варианте схемы, на участке 3-6 аналогично применяем кабель АВББШВ-6 кВ 3х70 мм², а на участке 6-7 кабель АВББШВ-6 кВ 3х35 мм².

Далее аналогично рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода на участках сети, производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2060,4 + j600 \quad l_{0-1} = 2,2 \text{ км}$$

$$R = 0,288 \cdot 2,2 = 0,63 \text{ Ом}$$

$$X = 0,278 \cdot 2,2 = 0,61 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (2060,4 \cdot 0,63 + 600 \cdot 0,61) / 6 = 277,3 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2060,4 + j600 \quad l_{0-1} = 2,2 \text{ км}$$

$$R = 0,63 \text{ Ом}$$

$$X = 0,61 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((2060,4^2 + 600^2) / 6^2) \cdot 0,63 = 80,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((2060,4^2 + 600^2)/6^2) \cdot 0,61 = 78 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	2060,4+ j600	СИП-3 1x120	0,63+ j0,61	277,3	80,6+j78,03
1-1.1	339,3+ j110,7	СИП-3 1x95	0,046+ j0,036	3,27	0,163+j0,13
1-2	1721,1+ j489	СИП-3 1x95	0,035+ j0,028	12,3	3,11+j2,49
2-3	1575,1+ j379,3	СИП-3 1x95	0,017+ j0,014	5,35	1,24+j1,02
3-4	1123,6+ j289	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,082+ j0,014	16,03	3,07+j0,52
4-5	683,9+ j197,6	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,159+ j0,028	19	2,24+j0,39
5-6	426,4+ j117,4	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,227+ j0,04	16,9	1,23+j0,217
6-7	240,8+ j72,95	АВБбШВ-6кВ 3x35 мм ²	0,109+ j0,0104	4,5	0,19+j0,018
Суммарные потери напряжения до точки 1.1				280,57 (4,67%)	
Суммарные потери напряжения до точки 7				351,4 (5,86%)	
Суммарные потери мощности на всех участках					91,8+j82,8

Далее рассмотрим послеаварийный режим – потеря питания со стороны ПС 35/6 кВ «Прогресс» и включенное положение реклоузера №1. При этом схема разделится на два крыла с общей головной частью – участок 0-1, изменится перераспределение мощности на участках 1-8, 8-15. Произведём пересчёт мощностей на этих участках и найдем потери напряжения до наиболее удаленных от источника точек, все рассчитанные данные сведём в таблицу 8.

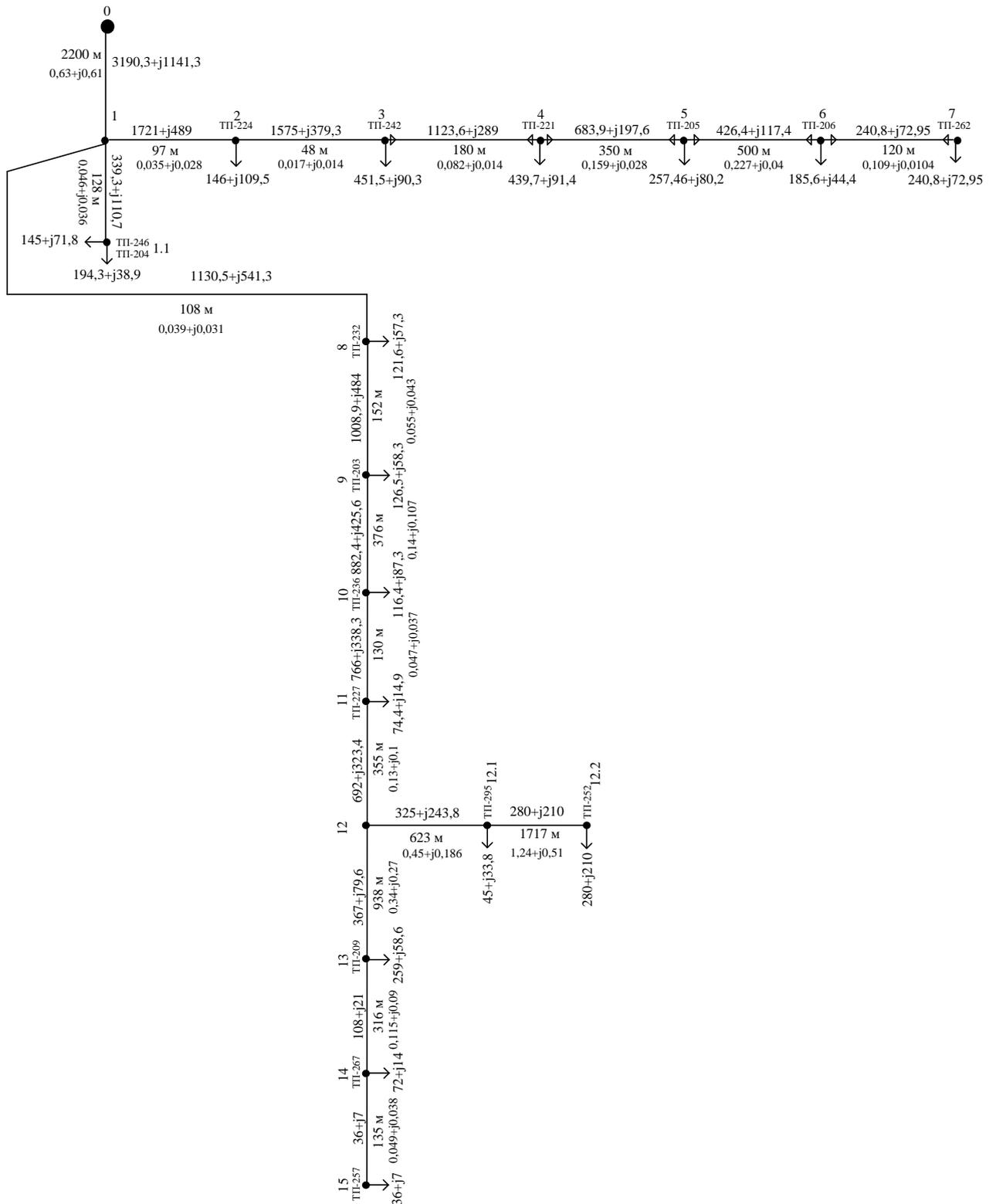


Рисунок 10 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для ФН $\text{\#}17$ 6 кВ ПС 35/6 кВ «ЖБИ» в аварийном режиме

Таблица 9 – Расчётные данные потерь напряжения в аварийном режиме.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В
0-1	3190,3+ j1141,3	СИП-3 1x120	0,63+ j0,61	451
1-1.1	339,3+ j110,7	СИП-3 1x95	0,046+ j0,036	3,27
1-2	1721,1+ j489	СИП-3 1x95	0,035+ j0,028	12,3
2-3	1575,1+ j379,3	СИП-3 1x95	0,017+ j0,014	5,35
3-4	1123,6+ j289	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,082+ j0,014	16,03
4-5	683,9+ j197,6	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,159+ j0,028	19
5-6	426,4+ j117,4	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,227+ j0,04	16,9
6-7	240,8+ j72,95	АВБбШВ-6кВ 3x35 мм ²	0,109+ j0,0104	4,5
1-8	1130,5+ j541,3	СИП-3 1x95	0,039+ j0,031	10,1
8-9	1008,9+ j484	СИП-3 1x95	0,055+ j0,043	12,7
9-10	882,4+ j425,6	СИП-3 1x95	0,014+ j0,107	28,2
10-11	766+ j338,3	СИП-3 1x95	0,047+ j0,037	8
11-12	692+ j323,4	СИП-3 1x95	0,13+ j0,1	20,4
12-12.1	325+ j243,8	СИП-3 1x50	0,45+ j0,186	31,9
12.1-12.2	280+ j210	СИП-3 1x50	1,24+ j0,51	75,7
12-13	367+ j79,6	СИП-3 1x95	0,34+ j0,27	24,3
13-14	108+ j21	СИП-3 1x95	0,115+ j0,09	2,4
14-15	36+ j7	СИП-3 1x95	0,049+ j0,038	0,3
Суммарные потери напряжения до точки 1.1				454,3 (7,57%)
Суммарные потери напряжения до точки 7				525,08 (8,75%)
Суммарные потери напряжения до точки 12.2				638 (10,6%)
Суммарные потери напряжения до точки 15				557,4 (9,29%)

Далее произведём расчёт отдельно для каждого из фидеров Ф№15 ПС 35/6 кВ «Прогресс» и Ф№13 ПС 35/6 кВ «ЖБИ».

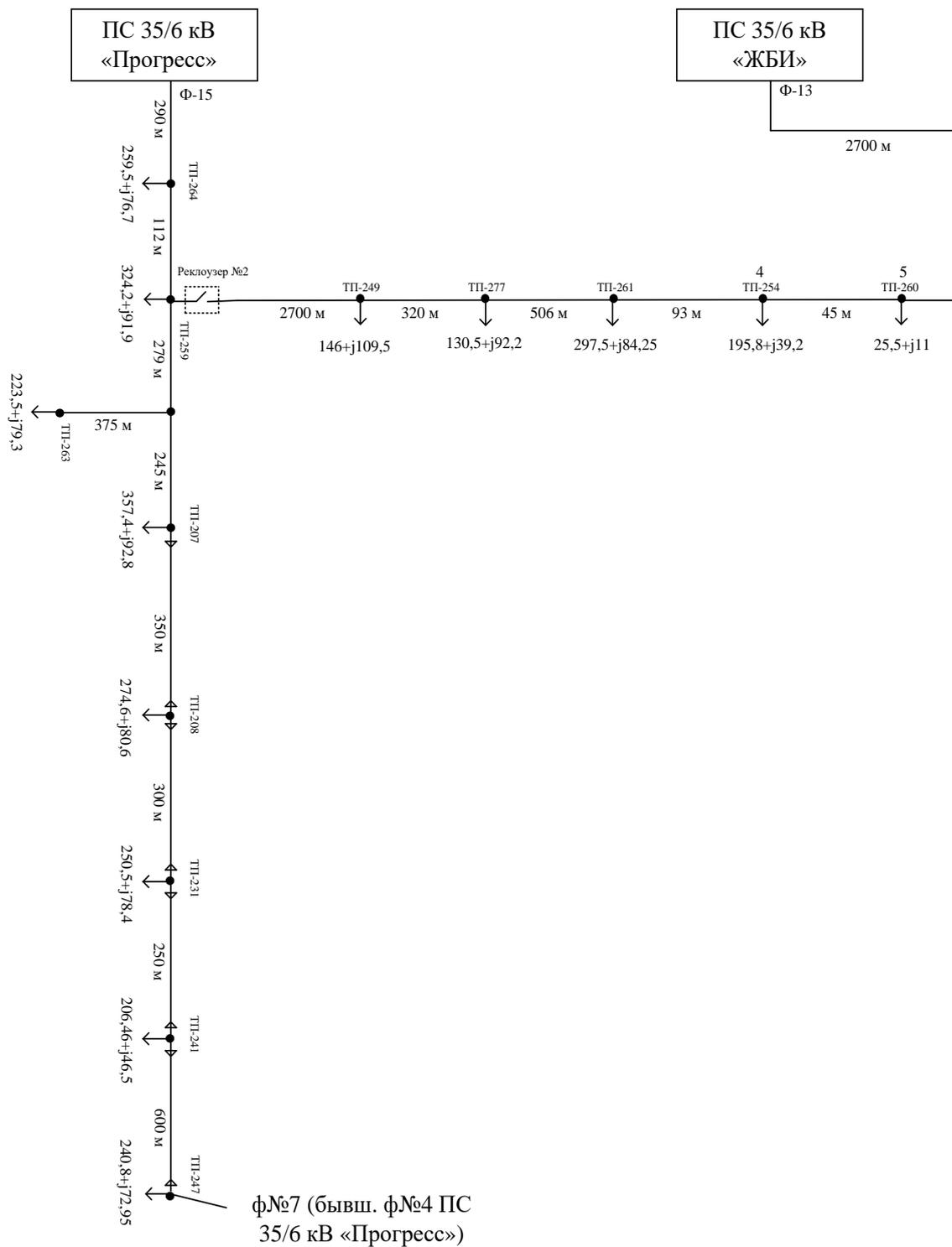


Рисунок 11 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№15 6 кВ (бывший Ф№6).

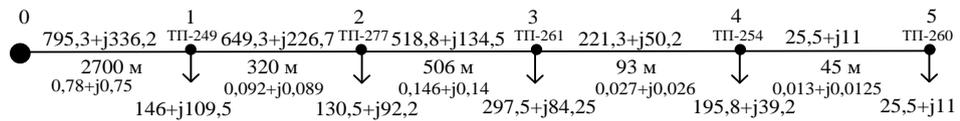


Рисунок 12 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№13 6 кВ ПС 35/6 кВ «ЖБИ».

Аналогично выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{4-5} = (25,5+j11) \text{ кВА}$$

$$S_{3-4} = (25,5+ j11 +195,8+ j44,4) = (426,4+ j117,4) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично и данные сводим в таблицу 10.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-5 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500\text{ч}$.

$$I_{0-1} = \sqrt{795,3^2 + 336,2^2}/(1,73 \cdot 6) = 83,18 \text{ А}$$

$$S_{\text{ЭК}} = 83,18/ 1,3 = 64 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x120 (с учётом значительного удаления).

$$\text{Параметры провода: } I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А, } r_0 = 0,288 \text{ Ом/км, } x_0 = 0,278 \text{ Ом/км}$$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А} > I_{0-1} = 83,18 \text{ А}$$

Далее аналогично рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода на участках сети, производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 795,3 + j336,2 \quad l_{0-1} = 2,7 \text{ км}$$

$$R = 0,288 \cdot 2,7 = 0,78 \text{ Ом}$$

$$X = 0,278 \cdot 2,7 = 0,75 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (795,3 \cdot 0,78 + 336,2 \cdot 0,75) / 6 = 145,4 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 795,3 + j336,2 \quad l_{0-1} = 2,7 \text{ км}$$

$$R = 0,78 \text{ Ом}$$

$$X = 0,75 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((795,3^2 + 336,2^2) / 6^2) \cdot 0,78 = 16,2 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((795,3^2 + 336,2^2) / 6^2) \cdot 0,75 = 15,5 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	795,3+ j336,2	СИП-3 1x120	0,78+ j0,75	145,4	16,15+j15,5
1-2	649,3+ j226,7	СИП-3 1x120	0,092+ j0,089	13,3	1,21+j1,17
2-3	518,8+ j134,5	СИП-3 1x120	0,146+ j0,14	15,8	1,16+j1,12
3-4	221,3+ j50,2	СИП-3 1x120	0,027+ j0,026	1,21	0,039+j0,037
4-5	25,5+ j11	СИП-3 1x120	0,013+ j0,0125	0,078	0,00028+j0,00039
Суммарные потери напряжения до точки 5				175,8 (2,9%)	
Суммарные потери мощности на всех участках					18,6+j17,9

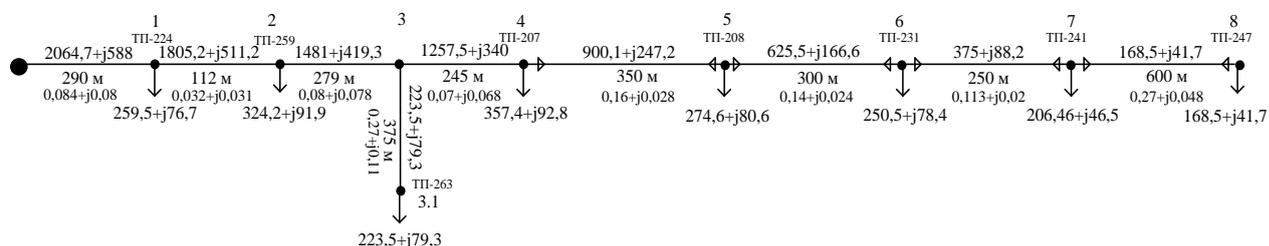


Рисунок 13 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для Ф№15 6 кВ ПС 35/6 кВ «Прогресс».

Аналогично выставляем схему ВЛ-6 кВ с ранее рассчитанными нагрузками всех ТП-6/0,4 кВ и длинами участков. Затем производим расчёт распределения мощностей на участках при условии одностороннего питания последовательным суммированием мощностей нагрузок, начиная от наиболее удаленного от центра питания участка.

$$S_{7-8} = (168,5+j41,7) \text{ кВА}$$

$$S_{6-7} = (168,5 + j41,7 + 206,46 + j46,5) = (375 + j88,2) \text{ кВА}$$

Мощность для остальных участков рассчитываем аналогично, с учётом отпайки 3-3.1 и данные сводим в таблицу 888.

Затем определяем ток на головном участке 0-1 и по экономической плотности тока определяем сечение провода фидера на участке 0-4 выполненном как ВЛЗ-6 кВ, учитываем $T=2500\text{ч}$.

$$I_{0-1} = \sqrt{2064,7^2 + 588^2} / (1,73 \cdot 6) = 206,8 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк.}} = 206,8 / 1,3 = 159 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке защищенный провод СИП-3 1x120 (с учётом возможности резервирования).

Параметры провода: $I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А}$, $r_0 = 0,288 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,278 \text{ Ом/км}$

$$I_{\text{дл.доп.}} = 430 \text{ А} > I_{0-1} = 206,8 \text{ А}$$

На участках 3-3.1, используем аналогичный провод СИП-3 1x50 как и в предыдущем варианте схемы, на участке 4-8 аналогично применяем кабель АВББШВ-6 кВ 3x70 мм².

Далее аналогично рассчитываем активные и реактивные сопротивления провода на участках сети, производим расчёт потерь напряжения на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2064,7 + j588 \quad l_{0-1} = 0,29 \text{ км}$$

$$R = 0,288 \cdot 0,29 = 0,084 \text{ Ом}$$

$$X = 0,278 \cdot 0,29 = 0,08 \text{ Ом}$$

$$\Delta U = (2064,7 \cdot 0,084 + 588 \cdot 0,08) / 6 = 36,7 \text{ В}$$

Производим расчёт потерь мощности на участках фидера, выполненном как ВЛЗ-6 кВ и КЛ-6 кВ.

Для участка ВЛЗ-6 кВ 0-1:

$$S_{0-1} = 2064,7 + j588 \quad I_{0-1} = 0,29 \text{ км}$$

$$R = 0,084 \text{ Ом}$$

$$X = 0,08 \text{ Ом}$$

$$\Delta P = ((2064,7^2 + 588^2) / 6^2) \cdot 0,084 = 10,75 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q = ((2064,7^2 + 588^2) / 6^2) \cdot 0,08 = 10,24 \text{ кВАр}$$

Расчётные данные потерь напряжения и потерь мощности на участках сведём в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчётные данные потерь напряжения и мощности.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ), кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В	Потери мощности на участке, (ΔP+jQ), кВА
0-1	2064,7+ j588	СИП-3 1x120	0,084+ j0,08	36,7	10,75+j10,24
1-2	1805,2+ j511,2	СИП-3 1x120	0,032+ j0,031	12,3	3,13+j3,03
2-3	1481+ j419,3	СИП-3 1x120	0,08+ j0,078	25,2	5,26+j5,13
3-3.1	223,5+ j79,3	СИП-3 1x50	0,27+ j0,11	11,5	0,42+j0,17
3-4	1257,5+ j340	СИП-3 1x120	0,07+ j0,068	18,5	3,3+j3,2
4-5	900,1+ j247,2	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,16+ j0,028	25,2	3,87+j0,68

5-6	625,5+ j166,6	АВБбШВ- 6кВ 3x70 мм ²	0,14+ j0,024	15,3	1,63+j0,279
6-7	375+ j88,2	АВБбШВ- 6кВ 3x70 мм ²	0,113+ j0,02	7,36	0,466+j0,082
Суммарные потери напряжения до точки 3.1				148,5 (2,48%)	
Суммарные потери напряжения до точки 8				85,7 (1,43%)	
Суммарные потери мощности на всех участках				29,06+j22,6	
Суммарные потери мощности на всех участках для двух фидеров				165,06+j143,2	

Далее рассмотрим аварийный режим – потеря питания со стороны ПС 35/6 кВ «Прогресс» и включенное положение реклоузера №2. При этом общим становится участок 0-6 и на этом участке произойдёт перераспределение мощности, при этом на участке 6-12 перераспределения мощности не произойдёт. Произведём пересчёт мощностей на этих участках и найдем потери напряжения до наиболее удаленных от источника точек, все рассчитанные данные сведём в таблицу 12.

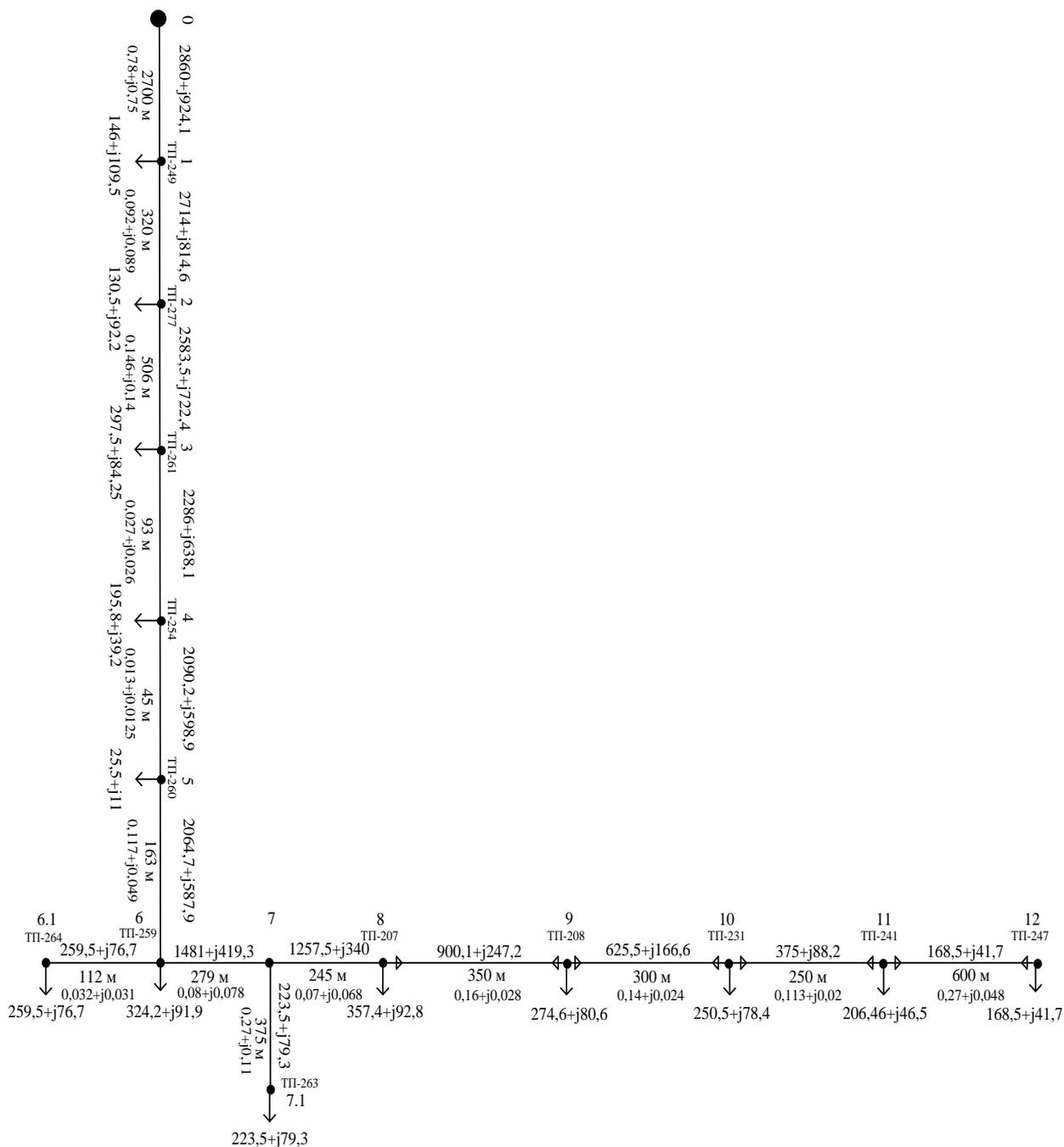


Рисунок 14 – Расчётная схема варианта схемы электроснабжения с двумя центрами питания для ФЛ№13 6 кВ ПС 35/6 кВ «ЖБИ» в аварийном режиме.

Таблица 12 – Расчётные данные потерь напряжения в аварийном режиме.

Участок сети	Мощность на участке (P+jQ),кВА	Провод (кабель)	Активное и реактивное сопротивление на участке, (R+jX), Ом	Потери напряжения на участке, ΔU, В
0-1	2860+ j924,1	СИП-3 1x120	0,78+ j0,75	487,3
1-2	2714+ j814,6	СИП-3 1x120	0,092+ j0,089	53,7
2-3	2583,5+ j722,4	СИП-3 1x120	0,146+ j0,14	79,7
3-4	2286+ j638,1	СИП-3 1x120	0,027+ j0,026	13,1
4-5	2090,2+ j598,9	СИП-3 1x120	0,013+ j0,0125	5,8
5-6	2064,7+ j587,9	СИП-3 1x120	0,117+ j0,049	45,1
6-6.1	259,5+ j76,7	СИП-3 1x120	0,032+ j0,031	1,78
6-7	1481+ j419,3	СИП-3 1x120	0,08+ j0,078	25,2
7-7.1	223,5+ j79,3	СИП-3 1x50	0,27+ j0,11	11,5
7-8	1257,5+ j340	СИП-3 1x120	0,07+ j0,068	18,5
8-9	900,1+ j247,2	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,16+ j0,028	25,2
9-10	625,5+ j166,6	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,14+ j0,024	15,3
10-11	375+ j88,2	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,113+ j0,02	7,36
11-12	168,5+ j41,7	АВБбШВ-6кВ 3x70 мм ²	0,27+ j0,048	7,92
Суммарные потери напряжения до точки 6.1				686,5 (11,4%)
Суммарные потери напряжения до точки 7.1				720,4 (12,02%)
Суммарные потери напряжения до точки 12				783,2 (13,05%)
Суммарные потери в аварийном режиме немного превышают допустимые 12% (требуется корректировка нагрузки фидера в аварийном режиме)				

Система электроснабжения выбирается на основе сопоставления нескольких вариантов.

Формула для расчёта приведённых затрат:

$$Z = I + E_n \cdot K + Y, \quad (27)$$

где K – капиталовложение в электроустановку, руб.

I – годовые издержки производства, руб./год.

Y – ущерб, руб./год.

E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, в электроэнергетике принимают равным $E_n = 0,12$.

Первый вариант

Определяем потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W = \sum \Delta P \cdot \tau, \quad (28)$$

где $\sum \Delta P$ – суммарные потери мощности в сети, кВт,

τ – время наибольших потерь, ч, определяемых по формуле:

$$\tau = (0,124 + T_{нб}/1000)^2 \cdot 8760, \quad (29)$$

$$\tau = (0,124 + 2500/1000)^2 \cdot 8760 = 1225,3 \text{ ч}$$

$$\Delta W = \sum 213,2 \cdot 1225,3 = 261233,96 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

Определяем капиталовложения в схему, так как в обоих вариантах схем установлены одинаковые ТП, сети 0,4 кВ, одна и та же подстанция центра питания, то в расчете их стоимость не учитываем.

В первом варианте схемы ориентировочно используется:

- 8,1 км провода СИП-3 1x150, стоимостью 168 тыс.руб./км;
- 0,9 км провода СИП-3 1x95, стоимостью 124 тыс.руб./км;
- 11,7 км провода СИП-3 1x50, стоимостью 74 тыс.руб./км;
- 5,2 км кабеля АВББШВ-6кВ 3x70 мм², стоимостью 541 тыс.руб./км;

- 0,3 км кабеля АВББШВ-6кВ 3х35 мм², стоимостью 385 тыс.руб./км;
- 115 стоек опор СВ 105-5, стоимостью 12 тыс. руб.

С учетом затрат на изоляцию, арматуру и строительно-монтажные работы капитальные затраты составят 9306 тыс.руб. ($K_{\text{ВЛ-6}}=5205$ тыс.руб., $K_{\text{КЛ-6кВ}}=4101$ тыс.руб.)

Определяем годовые издержки производства:

$$И = И_a + И_{\text{пот}}, \quad (30)$$

где $И_a$ - амортизационные отчисления, руб./год

A – норма амортизационных отчислений для ВЛ-6 кВ на бетонных опорах - 3,9%, для КЛ-6 кВ в земляных траншеях – 5,3%.

$$И_a = 0,036 \cdot 5205 + 0,053 \cdot 4101 = 404,68 \text{ тыс.руб.}$$

$$И_{\text{пот.}} = B \cdot \Delta W, \quad (31)$$

где $B = 3,64$ руб. – стоимость 1кВт·ч электроэнергии, в ценах 2017 г.

$$И_{\text{пот.}} = 3,64 \cdot 261233,96 = 950,9 \text{ тыс.руб.}$$

$$И = 404,68 + 950,9 = 1355,6 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем полные приведенные затраты для первого варианта схемы:

$$З = 1355,6 + 0,12 \cdot 9306 = 2472,3 \text{ тыс.руб.}$$

Второй вариант

Определяем потери электроэнергии в сети:

$$\Delta W = \sum 165 \cdot 1225,3 = 202174,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ,$$

Определяем капиталовложения в схему, во втором варианте схемы ориентировочно используется:

- 20,7 км провода СИП-3 1x120, стоимостью 150 тыс.руб./км;
- 8,7 км провода СИП-3 1x95, стоимостью 124 тыс.руб./км;
- 8,4 км провода СИП-3 1x50, стоимостью 74 тыс.руб./км;
- 5,2 км кабеля АВБбШВ-6кВ 3x70 мм², стоимостью 541 тыс.руб./км;
- 0,3 км кабеля АВБбШВ-6кВ 3x35 мм², стоимостью 385 тыс.руб./км;
- 210 стоек опор СВ 105-5, стоимостью 12 тыс. руб.

С учетом затрат на изоляцию, арматуру и строительно-монтажные работы капитальные затраты составят 14357 тыс.руб. $K_{\text{вл-б}}=10255,6$ тыс.руб., $K_{\text{кл-6кВ}}=4101$ тыс.руб.)

Определяем годовые издержки производства:

$$I_a = 0,036 \cdot 10255,6 + 0,053 \cdot 4101 = 586,5 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{\text{пот.}} = 3,64 \cdot 202174,6 = 735,9 \text{ тыс.руб.}$$

$$I = 586,5 + 735,9 = 1322,4 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем полные приведенные затраты для второго варианта схемы:

$$Z = 1322,4 + 0,12 \cdot 14357 = 3045,2 \text{ тыс.руб.}$$

По приведённым затратам второй вариант проигрывает, хотя годовые издержки производства почти одинаковы. Основной причиной этого являются большие капитальные затраты второго варианта, обеспечивающие значительное повышение надёжности электроснабжения. Соответственно выбираем первый вариант он выгоднее и надежнее.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется нарушением естественной работы выборочной установки, в ходе замыкания фазой между собой и замыканием фаз на землю (сети с глухозаземленной нейтралью) с небольшим переходным сопротивлением.

Причинами развития событий обычно являются возникновение механических повреждений, старение, выбросы по внешним тел на проводах ЛЭП, прямые удары молнии, перенапряжения, неудовлетворительный уход из костной ткани. Одна из важных причин является неправильные действия работников и обслуживающего персонала.

Протекание больших токов короткого замыкания вызывает повышенный нагрев проводников, что приводит к увеличению потерь электроэнергии, ускоряет старение и разрушение изоляции, может привести к потере механической прочности токоведущих частей и электроприборов. Резкое падение напряжения при коротком замыкании может привести к нарушению стабильности параллельной работы генераторов электростанции и частей электрической системы, возникновению системных аварий.

В трехфазных электрических сетях различают следующие типы коротких замыканий:

- однофазный (встречается в сетях с глухозаземленной нейтралью, является наиболее распространенным);
- двухфазный (асимметричный);
- двухфазный на землю (две фазы замкнуты друг на друга через землю);
- трехфазный (он самый тяжелый и редкий).

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждения оборудования в случае короткого замыкания необходимо быстро отсоединить поврежденную часть, что достигается за счет использования

устройств релейной защиты с минимальными временными задержками и быстродействующих отключающих устройств-выключателей.

Расчеты токов короткого замыкания необходимы для:

- сравнение, оценка и выбор основных схем электростанций, сетей и подстанций;
- выбор и проверка электрооборудования и проводов;
- проектирование и настройка устройств релейной защиты и автоматики;
- определение влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линию связи;
- проектирование заземляющих устройств;
- анализ аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализ устойчивости энергетических систем;

Расчет токов короткого замыкания осуществляется в следующей последовательности:

- составляется расчетная схема соответствующей электроустановки, намечаются расчетные точки короткого замыкания;
- на основе проектной схемы составляется эквивалентная схема замены, схемой замены называется электрическая схема, соответствующая исходным данным проектной схемы, но в которой все магнитные (трансформаторные) соединения заменены электрическими;
- значения сопротивлений всех элементов схемы замены определены в относительных или именованных единицах и указаны на схеме замены, указаны расчетные точки короткого замыкания;
- путем последовательного преобразования относительно расчетной точки короткого замыкания схема замены сводится к простейшей форме, так что каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенными значениями эквивалентной ЭДС и коэффициента ударной вязкости, подключаются к точке короткого замыкания на одно результирующее сопротивление;

- в соответствии с законом Ома определите начальное эффективное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, а затем ударный ток и тепловой импульс.

6.1 Расчет токов короткого замыкания в питающей сети

Произведем расчет действующего значения тока трехфазного короткого замыкания в относительных единицах, задаемся базисной мощностью $S_b = 1000 \text{ МВА}$ и составляем расчетную схему.

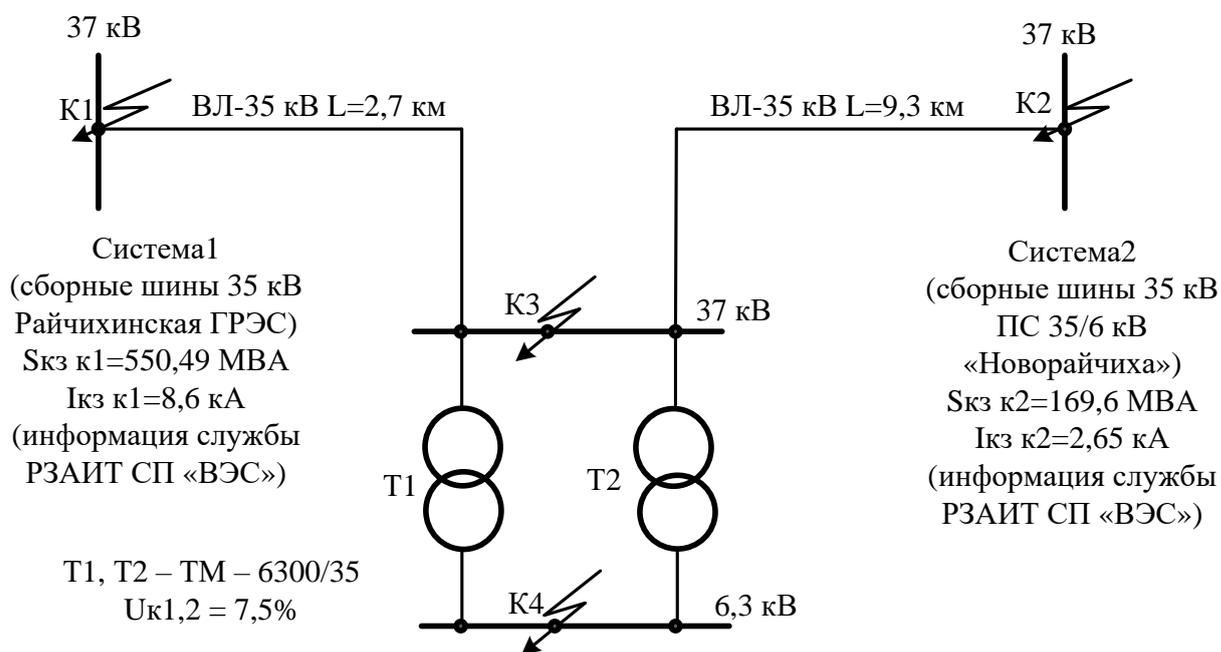


Рисунок 15 – Расчетная схема.

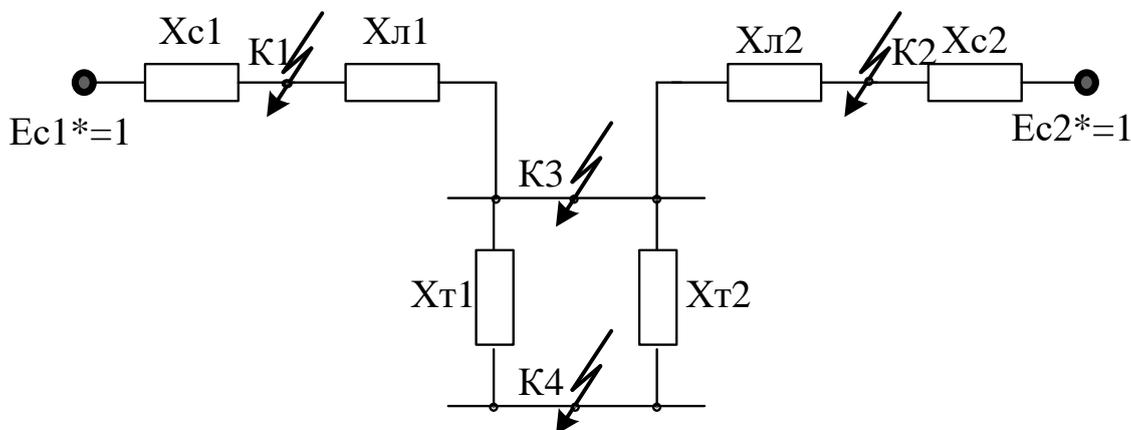


Рисунок 16 – Схема замещения.

Расчет индуктивных сопротивлений схемы замещения произведем по следующим формулам:

- сопротивление системы

$$X_c = S_6 / S_{кз} \quad (32)$$

$$X_{c1} = 1000 / 550,49 = 1,817$$

$$X_{c2} = 1000 / 169,6 = 5,9$$

- сопротивление воздушных линий электропередач

$$X_{л} = X_{уд} \cdot L \cdot (S_6 / U_{ср}^2), \quad (33)$$

где $X_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление 1 км линии, для ВЛ 6-220 кВ $X_{уд} = 0,4$ Ом/км;

L – длина линии, км

$U_{ср}$ – среднее напряжение линии (на 5% больше $U_{ном}$)

$$X_{л1} = 0,4 \cdot 2,7 \cdot (1000 / 37^2) = 0,79$$

$$X_{л2} = 0,4 \cdot 9,3 \cdot (1000 / 37^2) = 2,72$$

- сопротивление трансформаторов

$$X_T = (X_T\% / 100) \cdot (S_6 / S_{н.тр}), \quad (34)$$

$S_{н.тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА

Для двухобмоточных трансформаторов $X_T\% = U_k\%$

$$X_{T1} = X_{T2} = 7,5 / 100 \cdot (1000 / 6,3) = 11,9$$

Принимаем режим работы схемы следующий: кольцевая сеть 35 кВ замкнута, проектируемая подстанция 35/6 кВ получает питание с двух сторон, силовые трансформаторы включены параллельно.

Произведем упрощение схемы замещения, для этого считаем, что сопротивления X_{c1} , $X_{л1}$ и X_{c2} , $X_{л2}$ соединены попарно последовательно:

$$X_1 = X_{c1} + X_{л1} \quad (35)$$

$$X_2 = X_{c2} + X_{л2} \quad (36)$$

$$X1 = 1,817 + 0,79 = 2,607$$

$$X2 = 5,9 + 2,72 = 8,62$$

Считаем, что сопротивления X_{T1} и X_{T2} соединены параллельно:

$$X3 = X_{T1} \cdot X_{T2} / (X_{T1} + X_{T2}) \quad (37)$$

$$X3 = 11,9 \cdot 11,9 / (11,9 + 11,9) = 5,95$$

После упрощений схема принимает следующий вид:

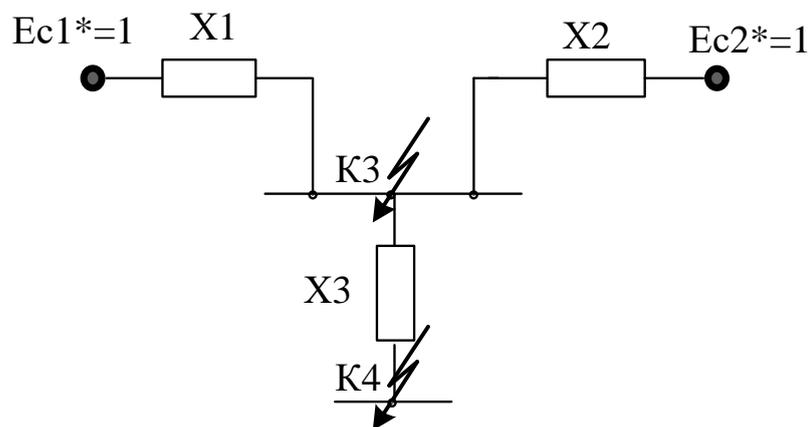


Рисунок 17 – Схема замещения после упрощения.

6.2 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 35кВ

Произведем нахождение тока трехфазного короткого замыкания в точке К3 (сборные шины 35 кВ подстанции).

Сначала определяем базисный ток для точки К3

$$I_{б1} = S_{б1} / 1,73 \cdot U_{ср1} \quad (38)$$

$$I_{б1} = 1000/1,73 \cdot 37 = 15,62 \text{ кА}$$

Токи короткого замыкания определяем по следующей формуле:

$$I_{к} = (E^*/X_{рез}) \cdot I_{б}, \quad (39)$$

где E^* - относительная ЭДС источника (для системы $E_{с}^* = 1$)

$X_{рез}$ – результирующее сопротивление до точки короткого замыкания.

$$I_{к3.1} = (E_{с1}^*/X_1) \cdot I_{б1} \quad (40)$$

$$I_{к3.2} = (E_{с2}^*/X_2) \cdot I_{б2} \quad (41)$$

$$I_{к3.1} = (1/2,607) \cdot 15,62 = 6 \text{ Ка}$$

$$I_{к3.2} = (1/8,62) \cdot 15,62 = 1,81 \text{ кА}$$

Суммарный ток трехфазного короткого замыкания в точке К3 составит:

$$I_{к3} = I_{к3.1} + I_{к3.2} \quad (42)$$

$$I_{к3} = 6 + 1,81 = 7,81 \text{ кА}$$

6.3 Расчет токов короткого замыкания на шинах подстанции 6 кВ

Произведем дальнейшее упрощение схемы для нахождения тока трехфазного короткого замыкания в точке К4. Для этого произведем развязку цепей с сопротивлениями X_1 , X_2 по следующим формулам:

эквивалентное сопротивление

$$X_{ЭКВ} = (X_1 \cdot X_2)/(X_1 + X_2) \quad (43)$$

результатирующее сопротивление

$$X_{рез} = X_{экв} + X_3 \quad (44)$$

коэффициенты соотношений

$$C_1 = X_{экв}/X_1 \quad (45)$$

$$C_1 = X_{экв}/X_2 \quad (46)$$

сопротивления цепей с учетом преобразований

$$X_4 = X_{рез}/C_1 \quad (47)$$

$$X_5 = X_{рез}/C_2 \quad (48)$$

$$X_{экв} = 2,607 \cdot 8,62 / (2,607 + 8,62) = 2$$

$$X_{рез} = 2 + 5,95 = 7,95$$

$$C_1 = 2 / 2,607 = 0,767$$

$$C_2 = 2 / 8,62 = 0,232$$

$$X_4 = 7,95 / 0,767 = 10,37$$

$$X_5 = 7,95 / 0,232 = 34,27$$

После указанных преобразований схема замещения принимает следующий вид:

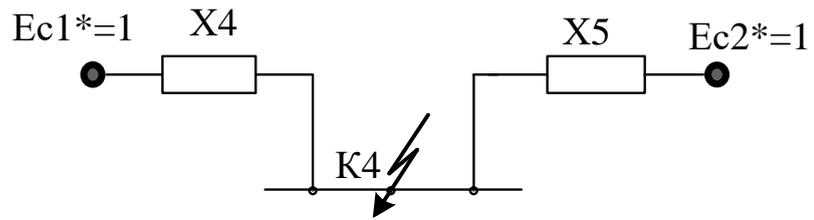


Рисунок 18 – Схема замещения после упрощения.

Произведем нахождение тока трехфазного короткого замыкания в точке К4 (сборные шины 6 кВ подстанции).

Сначала определяем базисный ток для точки К4

$$I_{б2} = S_{б}/1,73 \cdot U_{ср2} \quad (49)$$

$$I_{б2} = 1000/1,73 \cdot 6,3 = 91,75 \text{ кА}$$

Токи короткого замыкания определяем по следующим формулам:

$$I_{к4.1} = (E_{с1}*/X4) \cdot I_{б2} \quad (50)$$

$$I_{к4.2} = (E_{с1}*/X5) \cdot I_{б2} \quad (51)$$

$$I_{к4.1} = (1/10,37) \cdot 91,75 = 8,85 \text{ кА}$$

$$I_{к4.2} = (1/34,27) \cdot 91,75 = 2,68 \text{ кА}$$

Суммарный ток трехфазного короткого замыкания в точке К4 составит:

$$I_{к4} = I_{к4.1} + I_{к4.2} \quad (52)$$

$$I_{к4} = 8,85 + 2,68 = 11,53 \text{ кА}$$

Для возможности проверки электрооборудования по электродинамической, термической стойкости при возникновении режима – трехфазное короткое замыкание, произведем расчет ударного тока $i_{уд}$ и теплового импульса $Вк$.

$i_{уд}$ – максимальное значение полного тока короткого замыкания, возникающее через 0,01 секунды после начала режима короткое замыкание, является результатом наложения двух составляющих тока короткого замыкания – периодической и апериодической. Вызывает повышенные силы взаимодействия между токоведущими частями, приводящие к их разрушениям. Ток ударный рассчитывается по следующей формуле:

$$i_{уд} = 1,41 \cdot k_{уд} \cdot I_k, \quad (53)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент, зависит от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a .

$$k_{уд} = (1 + e^{-0,01/T_a}), \quad (54)$$

где $T_a = X_k / (\omega \cdot R_k)$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Для упрощения обычно можно не рассчитывать величину T_a , а воспользоваться средними значениями T_a и $k_{уд}$, приведенными в (1), для характерных ветвей энергосистемы.

Произведем расчет ударного тока короткого замыкания в точке КЗ (сборные шины 35 кВ подстанции).

Исходя из рекомендаций (1) для цепей, связанных с точкой КЗ принимаем - система, связанная со сборными шинами, где рассматривается короткое замыкание, воздушными линиями $U=35$ кВ, в результате $k_{уд} = 1,608$; $T_a = 0,02$ с.

$$I_{к3.1} = 6 \text{ кА} \quad k_{уд} = 1,608 \quad T_a = 0,02 \text{ с}$$

$$i_{уд к3.1} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 6 = 13,6 \text{ кА}$$

$$I_{к3.2} = 1,81 \text{ кА} \quad k_{уд} = 1,608 \quad T_a = 0,02 \text{ с}$$

$$i_{уд к3.2} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 1,81 = 4,1 \text{ кА}$$

$$i_{уд к3} = i_{уд к3.1} + i_{уд к3.2} \tag{55}$$

$$i_{уд к3} = 13,6 + 4,1 = 17,7 \text{ кА}$$

Произведем расчет ударного тока короткого замыкания в точке К4 (сборные шины 6 кВ подстанции)

Также исходя из рекомендаций (1) для цепей, связанных с точкой К4 принимаем - система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ, где рассматривается короткое замыкание через трансформаторы единичной мощностью 2,5 – 32 МВА, в результате $k_{уд} = 1,6$; $T_a = 0,02 \text{ с}$.

$$I_{к4.1} = 8,85 \text{ кА} \quad k_{уд} = 1,6 \quad T_a = 0,02 \text{ с}$$

$$i_{уд к4.1} = 1,41 \cdot 1,6 \cdot 8,85 = 19,97 \text{ кА}$$

$$I_{к4.2} = 2,68 \text{ кА} \quad k_{уд} = 1,6 \quad T_a = 0,02 \text{ с}$$

$$i_{уд к4.2} = 1,41 \cdot 1,6 \cdot 2,68 = 6,05 \text{ кА}$$

$$i_{уд к4} = i_{уд к4.1} + i_{уд к4.2} \tag{56}$$

$$i_{уд\ k4} = 19,97 + 6,05 = 26,02 \text{ кА}$$

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании по ним токов короткого замыкания, все электроаппараты и элементы токоведущих конструкций должны обладать достаточной электродинамической устойчивостью.

При выборе шин, изоляторов, электроаппаратов аппаратов должно выполняться условие:

$$i_{дин} \geq i_{уд} \quad (67)$$

Критерием термической стойкости проводника являются допустимые температуры нагрева. Проводник или аппарат считают термически устойчивым, если его температура в процессе короткого замыкания не превышает допустимых величин.

Для упрощения расчетов и оценки термической стойкости используют специальную величину – тепловой импульс W_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ – это величина пропорциональная количеству тепловой энергии, выделяемой в проводнике при прохождении через него тока короткого замыкания. Тепловой импульс для каждой из расчетных точек короткого замыкания определяется по следующему выражению:

$$W_k = I_k^2 \cdot (t_{рз} + t_{ов} + T_a), \quad (58)$$

где $t_{рз}$ – выдержка времени срабатывания основной релейной защиты;

$t_{ов}$ – полное время отключения выключателя;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Произведем расчет теплового импульса для точки КЗ:

$$I_{к3} = 7,81 \text{ кА}$$

по условиям селективности на стороне 35 кВ $t_{рз} = 1,5$ с и планируется установка элегазовых выключателей ВГБЭ – 35П – 12,5/630 для которых $t_{ов} = 0,065$ с $T_a = 0,02$ с

$$W_{к3} = 7,81^2 \cdot (1,5 + 0,065 + 0,02) = 96,68 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Произведем расчет теплового импульса для точки К4:

$$I_{к4} = 11,53 \text{ кА}$$

по условиям селективности на стороне 6 кВ $t_{рз} = 1$ с и планируется установка вакуумных выключателей ВВ/TEL – 10 – 20/1000 для которых $t_{ов} = 0,025$ с $T_a = 0,02$ с

$$W_{к4} = 11,53^2 \cdot (1 + 0,025 + 0,02) = 138,9 \text{ кА}^2 \text{ с}$$

Для предотвращения повреждений под действием высоких температур, возникающих в проводниках при протекании по ним токов короткого замыкания, все электроаппараты и элементы токоведущих конструкций должны обладать достаточной термической устойчивостью.

При выборе шин, изоляторов, электроаппаратов аппаратов должно выполняться условие:

$$W_{к \text{ расч.}} \leq I_T^2 \cdot t_T \tag{59}$$

Сведем результаты расчета токов короткого замыкания в таблицу:

Таблица 13 – Сводная таблица параметров I_k , $i_{уд}$, V_k в точках К3, К4.

Точка	Место точки КЗ	$I_{kз}$, кА	$i_{уд}$, кА	V_k , кА ² с
К3	Сб. шины 35 кВ подстанции	7,81	17,7	96,68
К4	Сб. шины 6 кВ подстанции	11,53	26,02	138,9

7 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ ПРОГРЕСС 35/6 КВ

7.1 Выбор разъединителей

Рассмотрим РУ - 35кВ. РУ – 35 кВ построена по схеме с одной секционированной системой сборных шин, в схеме всего пять цепей – две линейные (подключение ВЛ – 35 кВ «РГРЭС – Прогресс» и «Прогресс – Новорайчиха»), две трансформаторные 35 кВ Т1, Т2 и одна секционная цепь СВ-35 кВ, всего установлено шесть разъединителей – два линейных, два шинных и два секционных.

Токовая загрузка цепей:

- цепь ввода 35 кВ Т1,Т2

$$I_{н1} = S_n / 1,73 \cdot U_{н1} \quad (60)$$

$$I_{н1} = 6300 / 1,73 \cdot 35 = 104 \text{ А}$$

- линейные цепи, секционная цепь

Линейные цепи и секционная цепь подстанции включены в схему кольцевой распределительной сети 35 кВ и токовые нагрузки цепей

определяются режимами работы этой сети. Если в нормальном режиме через линейную цепь ВЛ-35 кВ «РГРЭС – Прогресс» проходит ток нагрузки проектируемой подстанции и части подстанций кольцевой распределительной сети, то в ремонтных и аварийных режимах ток определяется нагрузкой всех подстанций кольцевой схемы, питающихся через эту цепь. Для упрощения принимаем - предельный ток нагрузки не может превышать $I_{дл.доп}$ провода, которым эта подстанция подключена к сети 35 кВ – АС-120/19 с $I_{дл.доп} = 380$ А

Для всех цепей принимаем разъединитель наружной установки горизонтально – поворотного типа РГП – 35/1000 УХЛ1 с ручным приводом ПРГ – 5 УХЛ1 $I_{дин} = 40$ кА $I_{т/т} = 16$ кА/3с $I_{н} = 1000$ А $U_{н} = 35$ кВ.

Таблица 14 – Сравнение паспортных и расчетных данных

РГ-35/1000	U , кВ	I, А	Эл.динамическая стойкость $I_{дин}$, кА	Термическая стойкость $I_{т}^2 \cdot t$, кА ² с
Паспорт	3 5	100 0	40	$16^2 \cdot 3 =$ 768
Расчет(т.КЗ)	3 5	104; 380	17,7	96,68

Из таблицы видно, что выбранный тип разъединителя соответствует расчетным данным с большим запасом.

Рассмотрим РУ- 6 кВ. Здесь используется схема с одной секционированной системой сборных шин, всего шестнадцать цепей, из них две цепи ввода 6 кВ Т1, Т2, восемь линейных цепей, две секционные цепи, две цепи ТН, две цепи ТСН. Разъединители в чистом виде отсутствуют, так как РУ-6 кВ принимается в виде шкафов КРУН – 6 кВ с выкатным исполнением выключателей, трансформаторов

напряжения и предохранителей ТСН, а разъемные (втычные) контакты выкатных элементов выполняют роль разъединителей.

7.2 Выбор выключателей

Выключатель является основным коммутационным аппаратом на подстанции, он способен отключать токи в любых режимах, наиболее ответственным является режим отключения токов короткого замыкания и включение на существующее короткое замыкание. Существует большое многообразие типов выключателей, но все их объединяет наличие контактной системы с дугогасительным устройством, привода, корпуса, изоляционных элементов. По принципу гашения дуги выключатели делятся на масляные баковые, маломасляные, воздушные, вакуумные, элегазовые, электромагнитные.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению $U_{сети} \leq U_{ном.в}$;
- по току $I_{раб.мах} \leq I_{ном.в}$;
- по электродинамической стойкости $i_{уд.} \leq i_{дин.в.}$;
- по термической стойкости $V_{к.расч.} \leq (I_t)^2 \cdot t_t$.
- по отключающей способности $I_{кз} \leq I_{н.откл.}$;
- по роду установки;
- по типу привода.

Рассмотрим РУ-35 кВ.

Здесь устанавливается три выключателя, один в секционной цепи 35 кВ и два в трансформаторных цепях 35 кВ Т1, Т2. Токовая нагрузка цепей аналогична. Для всех цепей принимаем элегазовый баковый выключатель с электромагнитным приводом ПЭМ – 1 ВГБЭ – 35П – 12,5/630 УХЛ1 $i_{дин} = 32 \text{ кА}$ $I_t/t_t = 12,5 \text{ кА/3с}$ $I_{н.откл.} = 12,5 \text{ кА}$ $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$

В этом выключателе все три полюса располагаются в одном баке, на вводах находятся встроенные трансформаторы тока, по два трансформатора тока на один ввод (с классами точности 0,5 и 10Р, всего 12 трансформаторов тока).

Гашение дуги в выключателе производится за счет вращения дуги в среде элегаза под действием магнитного поля.

Таблица 15 – Сравнение паспортных и расчетных данных.

ВГБЭ-35- 12,5/630	U, кВ	I, А	Электродин. стойкость iдин, кА	Термич. стойкость Вк, кА ² с	Отключающая способность Ин.откл., кА
Паспорт	35	630	32	$12,5^2 * 3 = 468,75$	12,5
Расчет (т.КЗ)	35	104 380	17,7	96,68	7,81

Из таблицы видно, что выбранный тип выключателя соответствует расчетным данным с большим запасом.

Рассмотрим РУ-6 кВ.

Здесь устанавливается одиннадцать выключателей, восемь в цепях отходящих линий 6 кВ (фидеры №1, 2, 6, 7, 10, 11, 15, 16), два в трансформаторных цепях 6 кВ Т1, Т2 и один в секционной цепи. Токовая нагрузка цепей следующая:

- цепи ввода 10 кВ Т1, Т2, секционная цепь

$$I_{н2} = S_n / 1,73 \cdot U_{н2} \quad (61)$$

$$I_{н2} = 6300 / 1,73 \cdot 6,3 = 578 \text{ А}$$

- цепи отходящих линий 6 кВ (по результатам расчёта электрических нагрузок района проектирования и данным замеров максимальной нагрузки-декабрь 2017 года)

$$I_{расч. ф\№1 max(бывш.ф\№1)} = 1 \text{ А}$$

$$I_{расч. ф\№6 max(бывш.ф\№7)} = 85 \text{ А}$$

$$I_{расч. ф\№7 max(бывш.ф\№4)} = 294,5 \text{ А}$$

Ирасч. ф№10_{max}(бывш.ф№10) = 15 А

Ирасч. ф№11_{max}(бывш.ф№11) = 25 А

Ирасч. ф№15_{max}(бывш.ф№6) = 284,4 А

Для всех цепей принимаем вакуумный выключатель ВВ/TEL – 10 – 20/1000,

этот выключатель имеет большой коммутационный и механический ресурсы, за счет соосности дугогасительной камеры и электромагнитного привода, привод имеет минимальное количество деталей и не требует обслуживания в процессе эксплуатации, причем каждый полюс имеет свой электромагнитный привод с магнитной защелкой.

$i_{дин} = 52 \text{ кА}$, $I_T/t_T = 20 \text{ кА/3с}$, $I_{н. откл.} = 20 \text{ кА}$ $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$

Таблица 16 – Сравнение паспортных и расчетных данных.

ВВ/TEL- 10 – 20/1000	U, кВ	I, А	Электродин. стойкость $i_{дин}$, кА	Термич. стойкость V_k , $\text{кА}^2 \text{ с}$	Отключающая способность $I_{н.откл.}$, кА
Паспорт	10	1000	52	$20^2 * 3 = 1200$	20
Расчет (точка К4)	6	578 1- 294,4	26,02	138,9	11,53

Из таблицы видно, что тип выбранного выключатель соответствует расчетным данным с большим запасом.

7.3 Выбор трансформаторов тока

В электрических установках трансформаторы тока используются для преобразования большой величины тока в малую величину тока, удобную для

измерения и изоляции измерительных цепей и цепей релейной защиты от сети высокого напряжения.

Первичная обмотка трансформатора тока включена последовательно зажимами Л1, Л2 в рассечку фазы. Нагрузкой трансформатора тока являются токовые цепи измерительных приборов и реле, которые соединяются последовательно и подключаются к зажимам вторичной обмотки U1, U2.

В трансформаторах тока могут быть несколько вторичных обмоток с разными классами точности: двухобмоточные – 0,5/10P, трёхобмоточные – 0,5/10P/10P.

Трансформаторы тока бывают встроенными в вводы выключателей и силовых трансформаторов (ТВ, ТВТ), шинными (ТШЛ), внутренней или наружной установки с фарфоровой (ТФЗМ) или литой (ТПЛ, ТЛМ) изоляцией, с элегазовой изоляцией (ТГФ).

Выбор трансформатора тока производится:

- по напряжению $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.тт}}$;
- по току $I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном1.тт}}$;
- по электродинамической стойкости $i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{дин.тт}}$;
- по термической стойкости $V_{\text{к.расч.}} \leq (I_{\text{т}})^2 \cdot \text{тт}$.
- по вторичной нагрузке $S_{\text{расч.}} \leq S_{\text{ном.тт}}$ (в выбранном классе точности);

Рассмотрим РУ-6кВ, здесь используем трансформаторы тока внутренней установки с литой изоляцией, двухобмоточный ТОЛ-СЭЩ-10-23 У3, класс точности 0,5/10р, $Z_{2н(0,5)}=0,4$ Ом ($S_{\text{ном.}}=10$ ВА).

Токовая нагрузка цепей:

- цепи ввода 6кВ T_1, T_2 , секционная цепь;

$$I_{н2} = 578 \text{ А}$$

Принимаем ТОЛ-СЭЩ-10-23 У3 600/5

$$i_{\text{дн}} = 100 \text{ кА}$$

Таблица 17 – Сравнение паспортных и расчетных данных.

ТОЛ-СЭЩ- 10-23 УЗ 600/5	U, кВ	I, А	Электродин. стойкость ідин, кА	Термич. стойкость Вк, кА ² ·с
Паспорт	10	600	100	$40^2 \cdot 1 = 1600$
Расчет (точка К4)	6	578	26,02	138,9

Из таблицы видно, что выбранный тип трансформатора тока соответствует расчетным данным с большим запасом.

- цепи отходящих линий 6 кВ;

И_{расч.мах ф№1} = 1 А

И_{расч.мах ф№6} = 85 А

И_{расч.мах ф№10} = 15 А

И_{расч.мах ф№11} = 25 А

Принимаем ТОЛ-СЭЩ-10-23УЗ 150/5 (подобные трансформаторы тока с меньшим I_{n1} не подходят по термической стойкости)

ідин = 40 кА, I_T/t_T = 16 кА/ 1 с

Таблица 18 – Сравнение паспортных и расчетных данных.

ТОЛ-СЭЩ- 10-23 УЗ 150/5	U, кВ	I, А	Электродин. стойкость ідин, кА	Термич. стойкость Вк, кА ² ·с
Паспорт	10	150	40	$16^2 \cdot 1 = 256$
Расчет (точка К4)	6	1, 85, 15, 25	26,02	138,9

Из таблицы видно, что выбранный тип трансформатора тока соответствует расчетным данным с большим запасом.

$$I_{\text{расч.мах ф№7}} = 294,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{расч.мах ф№15}} = 284,4 \text{ А}$$

Принимаем ТОЛ-СЭЩ-10-23У3 400/5 У3

$$i_{\text{дин}} = 78,8 \text{ кА}, I_{\text{T/t}} = 31,5 \text{ кА/ 1}$$

Таблица 19 – Сравнение паспортных и расчетных данных.

ТОЛ-СЭЩ-10-23 У3 400/5	U, кВ	I, А	Электродин. стойкость $i_{\text{дин}}$, кА	Термич. стойкость V_k , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Паспорт	10	400	78,8	$31,5^2 \cdot 1 = 992,3$
Расчет (точка К4)	6	294,5 284,4	26,02	138,9

Из таблицы видно, что выбранный тип трансформатора тока соответствует расчетным данным.

Произведем проверку трансформаторов тока, установленных в цепях ввода 6 кВ Т1, Т2 по вторичной нагрузке, трансформаторы тока установлены во всех трех фазах, их вторичные обмотки соединены в схему полная звезда, измерительные приборы установлены непосредственно в шкафу КРУН – 6 кВ, проверку производим вторичной обмотки, работающей с классом точности 0,5. Предварительно задаемся перечнем приборов и их типами и составляем таблицу суммарной мощности по фазам.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТОЛ-СЭЩ-10-23 У3 600/5

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		ф А	ф В	ф С
Амперметр	Э – 335	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5

Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ-303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО:		1,1	0,1	0,6

Произведем расчет суммарного сопротивления токовых цепей измерительных приборов:

$$R_{\text{приб.}} = S_{\text{приб.сум.}} / I_{\text{н2}}^2, \quad (62)$$

где $S_{\text{приб.сум.}}$ - суммарная полная потребляемая мощность токовых цепей приборов;

$I_{\text{н2}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока

$$R_{\text{приб.}} = 1,1 / 5^2 = 0,044 \text{ Ом}$$

Далее задаемся переходным сопротивлением контактов из условия $R_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ (не более трех приборов), $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ (более трех приборов), принимаем $R_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$. Исходя из допустимой вторичной нагрузки трансформатора тока в классе точности 0,5 $Z_{2\text{н}}(0,5) = 0,4 \text{ Ом}$ находим сопротивление приходящееся на соединительные провода.

$$R_{\text{пров.}} = Z_{2\text{н}}(0,5) - R_{\text{приб.}} - R_{\text{к}} \quad (63)$$

$$R_{\text{пров.}} = 0,4 - 0,1 - 0,044 = 0,256 \text{ Ом}$$

Затем определяем необходимую площадь поперечного сечения соединительных проводов, для этого считаем что провода медные $\rho = 0,0175$

Ом*мм²/м, расчетная длина проводов для схемы соединения вторичных обмоток трансформатора тока в полную звезду для РУ-6 кВ составляет $L_{расч.} = 4 - 6$ м.

$$S = \rho \cdot L_{расч.}/R_{пров}. \quad (64)$$

$$S = 0,0175 \cdot 6/0,256 = 0,41 \text{ Ом}$$

Для обеспечения необходимой механической прочности принимаем многожильный контрольный кабель с медными жилами и сечением $S = 2,5$ мм². Рассмотрим РУ – 35 кВ, здесь установлены трансформаторы тока, встроенные в высоковольтные вводы выключателя ВГБЭ – 35, по два трансформатора тока на каждый ввод ТВЭ – 35 с $I_{ном1max} = 600$ А и $I_{ном2} = 5$ А, работающие в классах точности 0,5 и 10Р. Для выключателей, работающих в цепях ввода 35 кВ Т1, Т2 с $I_{н1} = 104$ А принимаем отпайку 1И1 – 1И3 с $I_{ном1} = 150$ А, а для выключателя, работающего в секционной цепи (в цепи соединения ВЛ – 35 кВ «РГРЭС – Прогресс», «Прогресс – Новорайчиха») с $I_{расч. max} = 380$ А принимаем отпайку 1И1 – 1И6 с $I_{н1} = 600$ А. Эти трансформаторы тока по вторичной нагрузке не проверяем, так как загружены измерительными цепями очень слабо – один амперметр Э – 335. По термической и электродинамической стойкости не проверяются, так как не имеют собственной первичной обмотки.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения.

В электроустановках трансформаторы напряжения используется для преобразования высокого напряжения в меньшее удобное для измерения и изоляции измерительных цепей и цепей релейной защиты от сети высокого напряжения.

Первичная обмотка трансформатора напряжения может включиться на линейное или фазное напряжение сети, нагрузкой трансформатора напряжения являются цепи напряжения измерительных приборов и реле, которые соединяют между собой параллельно и подключают к зажимам вторичной обмотки. Трансформаторы напряжения различают по типу изоляции, количеству фаз, числу обмоток, наиболее распространенные типы:

- однофазные двухобмоточные НОМ-6, НОМ-10, НОМ- 35;
- однофазные трёхобмоточные ЗНОМ-35, НКФ-110;
- трёхфазные трёхобмоточные НТМИ-10, НАМИ-10, НАМИ-35;
- с литой изоляцией НОЛ, ЗНОЛ.

Выбор трансформатора напряжения производится:

- по напряжению $U_{н.сети} \leq U_{н1}$ тн;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке в выбранном классе точности $S_{приб.} \leq S_{н.тн}$ (в выбранном классе точности)

Рассмотрим РУ – 35 кВ, здесь к каждой секции шин через разъединитель и комплект ограничителей перенапряжений подключаем трехфазный, трехобмоточный трансформатор напряжения с масляной изоляцией, антирезонансный НАМИ – 35 со следующими основными параметрами:

$$U_{н1} = 35/\sqrt{3} \text{ кВ}, \quad U_{н2} = 100/\sqrt{3} \text{ В}, \quad S_{2ном(0,5)} = 360 \text{ ВА}$$

Данный трансформатор напряжения имеет две основные обмотки, соединяемые в звезду и одну дополнительную обмотку, соединенную в схему разомкнутый треугольник. Эта обмотка используется для подключения оборудования контроля состояния изоляции сети. По вторичной нагрузке измерительных цепей проверку не производим, так как загружен очень слабо.

Рассмотрим РУ – 6 кВ, здесь к каждой секции шин через комплект высоковольтных предохранителей ПКН – 6 подключаем трехфазные, трехобмоточные, антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ – 6 со следующими основными параметрами:

$$U_{н1} = 6/\sqrt{3} \text{ кВ}, \quad U_{н2} = 100/\sqrt{3} \text{ В}, \quad S_{2ном(0,5)} = 200 \text{ ВА}$$

Этот трансформатор напряжения по обмоткам аналогичен НАМИ – 35, произведем проверку выбранного трансформатора напряжения по вторичной нагрузке для одной из секций 6 кВ.

Таблица 21 - Вторичная нагрузка НАМИ-6

Прибор	Тип	$S_{кат}$, $B \times A$	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Общая мощность	
							P, Вт	Q, ВАр
Вольтметр	Э - 335	2	1	1	0	1	2	--
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	--
Счетчик	СЕ-303	0,8 Вт	3	0,089	0,98	5	12	132,13
ИТОГО							17	132,13

$$S_{\text{сум. приб.}} = \sqrt{P_{\text{сум. приб.}}^2 + Q_{\text{сум. приб.}}^2} \quad (65)$$

$$S_{\text{сум. приб.}} = \sqrt{17^2 + 132,13^2} = 133,2 \text{ ВА}$$

В результате можно сделать вывод, что выбранный трансформатор напряжения будет работать в классе точности 0,5 т.к. номинальная мощность трансформатора напряжения в классе точности 0,5 $S_{2\text{ном}}(0,5) = 200 \text{ ВА}$ больше, чем суммарная мощность, потребляемая приборами $S_{\text{сум. приб.}} = 133,2 \text{ ВА}$.

7.5 Выбор трансформатора собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях, выполненных по упрощённым схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства.

К основным потребителям системы собственных нужд можно отнести электродвигатели вентиляторов и насосов системы охлаждения трансформаторов, обогрев приводов выключателей, шкафов КРУН, а так же освещение подстанции.

На подстанциях с воздушными выключателями дополнительными потребителями являются компрессорные установки, а при оперативном постоянном токе – зарядные и подзарядные агрегаты.

При установке синхронных компенсаторов необходимы механизмы смазки их подшипников, насосы системы охлаждения синхронных компенсаторов.

Наиболее ответственными потребителями системы собственных нужд подстанции являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система пожаротушения, аварийное освещение

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. Мощность ТСН выбирается в соответствии с нагрузками в разных режимах работы подстанции, но не более 630кВА.

Для проектируемой подстанции потребителями системы собственных нужд являются:

- цепи обогрева приводов ВГБЭ – 35П – 12,5/630;
- цепи обогрева шкафов КРУН – 6 кВ;
- внутреннее освещение шкафов КРУН – 6 кВ;
- внешнее прожекторное освещение территории подстанции;
- оперативные цепи (блоки питания – БПНС, УКП, БПН).

Мощности потребителей и их количество сведем в таблицу.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформаторов собственных нужд.

Потребитель	Количество	Родн., кВт	$\sum P$, кВт
Обогрева выключателя ВГБЭ - 35	3	1,5	4,5
Обогрев шкафов КРУН – 6 кВ	4	1	4
Внутреннее освещение шкафов КРУН – 6 кВ	8	0,1	0,8
Внешнее прожекторное освещение	3	0,4	1,2

Оперативные цепи	-	5	5
Прочая нагрузка	-	3	3
ИТОГО:			18,5

Считая, что коэффициент спроса $k_c = 0,7$ $\cos \varphi_{\text{ср.}} = 0,9$ произведем выбор трансформаторов собственных нужд.

$$S_{\text{расч.сн}} = k_{\text{спр.}} \cdot P_{\text{сум.сн}} / \cos \varphi_{\text{ср.}} \quad (66)$$

$$S_{\text{расч.сн}} = 0,7 \cdot 18,5 / 0,9 = 14,39 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке два двухобмоточных силовых трансформатора ТМГ – 16/6 $S_{\text{н}} = 16 \text{ кВА}$ $U_{\text{н1}} = 6 \text{ кВ}$ $U_{\text{н2}} = 0,4 \text{ кВ}$. В нормальном режиме один трансформатор будет находится в работе с коэффициентом загрузки

$$k_{\text{загр.}} = S_{\text{расч.сн}} / S_{\text{н}} \quad (67)$$

$$k_{\text{загр.}} = 14,39 / 16 = 0,899$$

второй трансформатор будет находится в резерве. Трансформаторы подключаем к секциям РУ-6 кВ через комплект высоковольтных предохранителей ПКТ – 6, в которых установлены вставки с $I_{\text{н.вст}} = 5 \text{ А}$ ($I_{\text{н1}} = 1,54 \text{ А}$). К стороне 0,4 кВ трансформаторов через вводные автоматические выключатели с $I_{\text{н}} = 25 \text{ А}$ ($I_{\text{н2}} = 23,12 \text{ А}$) подключается распределительный щит 0,4 кВ, через который посредством автоматических выключателей подключаются потребители собственных нужд.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита - является основным видом электроавтоматики, она осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов энергосистемы (генератор, трансформатор, линии, двигатели, шины и т.д.) и при их повреждении или появлении ненормальных режимов работы производит их отключение с помощью выключателей, подачу предупредительных сигналов или выполняет другие действия.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите:

- селективность (избирательность) это способность защиты отключать при коротких замыканиях только поврежденный участок сети;

- быстродействие — это способность защиты отключать повреждения с максимальной быстротой, что необходимо для уменьшения размера разрушения и повышения эффективности АПВ, а также для сохранения устойчивости параллельной работы системы (в сетях напряжением 110 кВ и выше);

- чувствительность - защита должна обладать достаточной чувствительностью при возникновении различных повреждений в пределах зоны ее действия (характеризуется коэффициентом чувствительности);

- надежность — это способность защиты безотказно работать при повреждении в пределах установленной для ее зоны.

В состав любой релейной защиты как правило входят следующие составные части: измерительная часть, производит измерение электрических параметров, характеризующих режим работы оборудования; логическая часть, производит анализ информации, полученной от измерительной части и принимает определенное решение; управляющая часть, принимает решение от логической части и производит управление внешними устройствами – сигнализацией, выключателями; источник питания, обеспечивающий надежное электроснабжение релейной защиты в любых аварийных режимах.

8.1 Выбор системы оперативного тока

Главным требованием, которому должен отвечать источник оперативного тока в том, что при любых повреждениях и ненормальных режимах напряжение источника и его мощность всегда имели достаточное значение для безотказной работы релейной защиты и автоматики, телемеханики сигнализации и для надежного отключения и включения выключателей.

Потребителями оперативного тока являются:

- цепи релейной защиты и автоматики, цепи управления выключателями и их электромагниты отключения;
- цепи электромагнитов включения выключателей;
- цепи сигнализации, блокировки;
- аварийное освещение, связь и т.д.

Существуют две системы оперативного тока постоянный и переменный оперативный ток.

В состав системы постоянного оперативного тока входит: аккумуляторная батарея, зарядно - подзарядное устройство, устройство контроля изоляции и сложная распределительная сеть с большим количеством кабелей. Аккумуляторная батарея является идеальным (автономным) источником для релейной защиты так как ее работа не зависит от режима внешней сети.

Основными источниками системы переменного оперативного тока являются: трансформаторы тока, напряжения и трансформаторы собственных нужд. При выполнении защиты от повреждений, приводящих к коротким замыканиям трансформаторы тока являются основными источниками, так как в этом режиме ток увеличивается, а напряжение падает и в случае использования трансформаторов напряжения и собственных нужд мощности может не хватить для срабатывания защиты.

На переменном оперативном токе защиты строятся следующими способами:

используются реле тока и напряжения прямого действия;

используются реле времени и промежуточные со встроенными трансформаторами для возможности их питания от трансформаторов тока; использование блоков питания (БПТ, БПН); использование блоков предварительно заряженных конденсаторов.

Для проектируемой подстанции принимаем разновидность системы переменного оперативного тока – систему выпрямленного оперативного тока с использованием двух блоков БПТ – 1002, подключенным к трансформаторам тока в цепях ввода 35 кВ Т1, Т2; четырех блоков БПН – 1002 и двух блоков стабилизированного напряжения БПНС – 1, питающихся от трансформатора собственных нужд. Блоки питания типов БПТ 1002 и БПН 1002 предназначены для питания выпрямленным током аппаратуры релейной защиты, сигнализации и управления, выполненной на номинальное напряжение 110 или 220 В, и имеют выходную мощность 800-1500 Вт в кратковременном режиме. Блоки питания типа БПТ 1002 включаются на комплекты трансформаторов тока. Блоки питания БПН 1002 включаются на измерительные трансформаторы напряжения или в сеть собственных нужд. Блоки питания типа БПН 1002 могут применяться как совместно с блоками питания типа БПТ 1002, так и независимо от них.

Трехфазные стабилизированные блоки напряжения типа БПНС-1, которые обеспечивают выдачу мощности (около 1500 Вт) с требуемым напряжением выпрямленного тока при любых несимметричных к. з. и даже при трехфазных к. з., если переменное напряжение на входе блока снижается не более чем на 50% номинального значения.

Из восьми блоков питания, шесть блоков запитывают шинки управления +ЕС, - ЕС, два блока подключено к шинкам сигнализации +ЕН, - ЕН. Подключение блоков питания к шинкам осуществляется с помощью двухполюсных автоматических выключателей. Подключение блоков БПН 1002, БПНС – 1 к трансформатору собственных нужд производится через трехполюсные автоматические выключатели.

8.2 Виды и типы релейной защиты

Для защиты силовых трансформаторов Т1, Т2 проектируемой подстанции принимаем следующие защиты:

-продольная дифференциальная токовая защита трансформатора является основной быстродействующей защитой трансформаторов от внутренних повреждений, прежде всего, связанных с короткими замыканиями, в зоны защиты входят: обмотки активной части, вводы и часть ошиновки между трансформаторами тока на стороне 35 кВ и на стороне 6 кВ;

-газовая защита трансформатора является также основной от внутренних повреждений, защита применяется на трансформаторах мощностью 630 кВА и выше, с масляным охлаждением, имеющих расширители, основана на свойствах трансформаторного масла разлагаться при повышенной температуре в баке с образованием газов, на поток газов в сторону расширительного бака реагирует газовое реле, которое при медленном газообразовании работает на сигнал, при бурном на отключение, кроме того газовое реле реагирует на понижение уровня масла;

-защита трансформаторов от сверхтоков при внешних коротких замыканиях

является резервной и выполняет две функции: резервирует отказ основных защит трансформаторов (с этой целью она устанавливается со стороны источника, чтобы в зону действия попадал трансформатор) и резервирует отказ защиты или выключателя смежного оборудования, в качестве защиты от сверхтоков используют максимальную токовую защиту (МТЗ), максимальную направленную защиту (МНЗ) или максимальную токовую защиту обратной или нулевой последовательности;

-защита трансформатора от перегрузки может выполняться с действием на сигнал если трансформатор установлен на подстанции с постоянным дежурством, срабатывает при перегрузке на 5% выше номинальной, на

подстанциях без постоянного дежурства персонала, защита выполняется с действием на автоматическую разгрузку или отключение трансформатора.

Для защиты силовых трансформаторов проектируемой подстанции используем микропроцессорное устройство «Сириус – Т».

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой) трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Также возможно использование в качестве дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя. Содержит подменную МТЗ ВН и МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Устройство предназначено для установки на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 35-220 кВ.

Устройство «Сириус-Т» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Устройство обеспечивает следующие эксплуатационные возможности:

- выполнение функций защит, автоматики и управления, определенных ПУЭ и ПТЭ;
- задание внутренней конфигурации (ввод/вывод защит, автоматики, сигнализации и т.д.);
- ввод и хранение уставок защит и автоматики;
- передачу параметров аварии, ввод и изменение уставок по линии связи;
- непрерывный оперативный контроль работоспособности (самодиагностику) в течение всего времени работы;
- блокировку всех выходов при неисправности устройства для исключения ложных срабатываний;
- получение дискретных сигналов управления и блокировок, выдачу команд аварийной и предупредительной сигнализации;
- гальваническую развязку всех входов и выходов, включая питание, для обеспечения высокой помехозащищенности;

– высокое сопротивление и прочность изоляции входов и выходов относительно корпуса и между собой для повышения устойчивости устройства к перенапряжениям, возникающим во вторичных цепях.

Функции защиты, выполняемые устройством:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

- двухступенчатая МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения, предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя ВН;

- одна ступень МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению от стороны низшего напряжения, действие на отдельное реле МТЗ-НН и на общие реле отключения с разными временами,

предусмотрен автоматический ввод ускорения при включении выключателя НН;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

Функции автоматики и сигнализации, выполняемые устройством:

- контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов;

- управление схемой обдува по двум критериям – ток нагрузки и сигналы от датчиков температуры;

- выдача сигнала блокировки РПН при повышении тока нагрузки выше допустимого;

- возможность подключения внешних защит, например, газовой защиты трансформатора;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

- исполнение входного сигнала УРОВ при отказах нижестоящих выключателей;

- контроль на «затягивание» команды на отключение;

- контроль наличия питания терминала и его работоспособности;
- контроль небаланса в плечах дифференциальной токовой защиты с действием на сигнализацию.

Дополнительные сервисные функции:

- стандартная схема включения независимо от группы соединения обмоток силового трансформатора;
- внутренняя цифровая компенсация коэффициента трансформации и фазы ТТ;
- коррекция погрешности, вносимой изменением положения РПН;
- встроенный аварийный цифровой осциллограф всех токовых каналов (для анализа работы ДЗТ);
- внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН;
- возможность работы реле сигнализации «Внешняя неисправность» в непрерывном или импульсном режиме работы;
- наличие программируемых реле с возможностью подключения к одной из выбранных точек функциональной схемы;
- наличие аналогичных программно настраиваемых светодиодов на передней панели;
- максимальная токовая отсечка является разновидностью максимальной токовой защиты, может быть мгновенного действия или с выдержкой времени, отличие отсечки в том, что селективность отсечки достигается ограничением их зоны действия, для этого ток срабатывания отстраивается не от тока нагрузки, а от тока короткого замыкания при коротком замыкании в конце защищаемого объекта;

Функции защиты, выполняемые устройством:

- трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем двух или трех фазных токов;

- автоматический ввод ускорения любых ступеней МТЗ при любом включении выключателя;

- защита от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ);

- защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) по сумме высших гармоник;

- защита от однофазных замыканий на землю по току основной частоты;

- выдача сигнала пуска МТЗ для организации логической защиты шин.

Функции автоматики, выполняемые устройством:

- операции отключения и включения выключателя по внешним командам, защита «от прыгания» выключателя;

- возможность подключения внешних защит, например, дуговой, или от однофазных замыканий на землю;

- формирование сигнала УРОВ при отказах своего выключателя;

- одно- или двукратное АПВ;

- исполнение внешних сигналов АЧР и ЧАПВ.

Дополнительные сервисные функции:

- определение места повреждения при срабатывании МТЗ;

- фиксация токов в момент аварии;

- дополнительная ступень МТЗ-4 для реализации «адресного» отключения

по-

требителей - неплательщиков или сигнализации длительных перегрузок;

- измерение времени срабатывания защиты и отключения выключателя;

- встроенные часы-календарь;

- измерение текущих фазных токов;

- дополнительные реле и светодиоды с функцией, заданной пользователем;

- цифровой осциллограф;

- регистратор событий.

Устройство не срабатывает ложно и не повреждается:

– при снятии и подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности с последующим восстановлением;

– при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности;

– при замыкании на землю цепей оперативного тока.

Устройство обеспечивает хранение параметров настройки и конфигурации защит и автоматики (уставок) в течение всего срока службы вне зависимости от наличия питающего напряжения. Ход часов и зафиксированные данные в памяти сохраняются при пропадании оперативного питания на время до нескольких лет. Устройство выполняет функции защиты со срабатыванием выходных реле в течение 0,5 с при полном пропадании оперативного питания от номинального значения (для исполнения оперативного питания 110 В постоянного тока – в течение 0,2 с). Время готовности устройства к работе после подачи оперативного тока не превышает 0,5 с.

8.3 Релейная защита отходящего присоединения

Произведем расчет защит отходящих ВЛ Ф№7 Ф№15 ПС Прогрессб кВ.

МТЗ должна быть отстроена от максимального тока нагрузки.

$$I_{\text{МТЗ}} = (k_n \cdot k_{\text{сз}} / k_v) \cdot I_{\text{нагр.мах}}, \quad (68)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорных защит;

$k_{\text{сз}} = 1,1-1,3$ при отсутствии в составе нагрузки электродвигателей и времени срабатывания МТЗ более 0,3 с;

$k_v = 0,95$ для микропроцессорных защит;

$I_{\text{нагр.мах}}$ – можно брать из контрольного замера (но с запасом). Если нет данных контрольного замера, то можно брать либо по номинальному току ТТ, либо по номинальному току провода, либо по мощности трансформаторов - $\sum I_{\text{ном}} \cdot 0,75$. Выбирается меньшее значение (“узкое место”).

Чувствительность МТЗ.

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{МТЗ}} \quad (69)$$

Чувствительность должна обеспечиваться:

$k_{\text{ч}} > 1,5$ – при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 6-10 кВ самой отдалённой ТП фидера;

$k_{\text{ч}} > 1,2$ – при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 0,4 кВ самой отдалённой ТП фидера (дальнее резервирование).

ВЛ – 6 кВ Ф №7 Инагр.мах = 326,2 А ТТ 400/5 (неполная звезда $k_{\text{сх}} = 1$)

$$I_{\text{МТЗ}} = (1,1 \cdot 1,2 / 0,95) \cdot 326,2 = 453,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{ср.р}} = I_{\text{МТЗ}} \cdot k_{\text{сх}} / k_{\text{ТТ}} \quad (70)$$

$$I_{\text{ср.р}} = 453,2 \cdot 1 / 80 = 5,67 \text{ А}$$

Ф №7 ПС 35/6 кВ «Прогресс» состоит из следующих участков: провод СИП-3 1x95 $l=2,836$ км, кабель АВБбШВ-6кВ 3x70 мм² $l=1,030$ км, кабель АВБбШВ-6кВ 3x35 мм² $l=0,12$ км, определим ток двухфазного короткого замыкания в самой удаленной точке фидера.

Активное и реактивное сопротивление фидера составит:

$$R_{\text{ф}\text{№}7\text{мах}} = 0,363 \cdot 2,84 + 0,453 \cdot 1,03 + 0,907 \cdot 0,12 = 1,609 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{ф}\text{№}7\text{мах}} = 0,284 \cdot 2,84 + 0,08 \cdot 1,03 + 0,087 \cdot 0,12 = 0,9 \text{ Ом}$$

В относительных единицах:

$$R_{\text{ф}\text{№}7} = 1,609 \cdot (1000 / 6,3^2) = 40,5$$

$$X_{\text{ф}\text{№}7} = 0,9 \cdot (1000 / 6,3^2) = 22,7$$

$$X_{к4} = I_{б2}/I_{к4} \quad (71)$$

$$X_{к4} = 91,75/11,53 = 7,96$$

$$X_{к4\phi7} = X_{к4} + X_{\phi\text{№}7} \quad (72)$$

$$R_{к4\phi7} = R_{к4} + R_{\phi\text{№}7} \quad (73)$$

$$Z_{к4\phi7} = \sqrt{R_{к4\phi7}^2 + X_{к4\phi7}^2} \quad (74)$$

$$X_{к4\phi7} = 7,96 + 22,7 = 30,7$$

$$R_{к4\phi7} = 40,5$$

$$Z_{к4\phi7} = \sqrt{40,5^2 + 30,7^2} = 50,8$$

Ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии определится:

$$I_{к4\phi7}(2\phi) = (0,87E^*/Z_{к4\phi7}) \cdot I_{б2} \quad (75)$$

$$I_{к4\phi7}(2\phi) = (0,87 \cdot 1/50,8) \cdot 91,75 = 1,57 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности составит

$$K_{ч} = I_{к4\phi7}(2\phi) / I_{мтз} \quad (76)$$

$$K_{ч} = 1570/453,2 = 3,46 \geq 1,5$$

ВЛ – 6 кВ Ф №15 $I_{нагр.маx} = 289,6$ А ТТ 400/5 (неполная звезда $k_{сх} = 1$)

$$I_{мтз} = (1,1 \cdot 1,2/0,95) \cdot 289,6 = 402,4 \text{ А}$$

$$I_{ср.р} = 402,4 \cdot 1/80 = 5,03 \text{ А}$$

Ф №15 ПС 35/6 кВ «Прогресс» состоит из следующих участков: провод СИП-3 1x120 $l=0,926$ км, кабель АВББШВ-6кВ 3x70 мм² $l=1,5$ км, определим ток двухфазного короткого замыкания в самой удаленной точке фидера.

Активное и реактивное сопротивление фидера составит:

$$R_{ф.№15маx} = 0,288 \cdot 0,926 + 0,453 \cdot 1,5 = 0,95 \text{ Ом}$$

$$X_{ф.№15маx} = 0,278 \cdot 0,926 + 0,08 \cdot 1,5 = 0,377 \text{ Ом}$$

В относительных единицах:

$$R_{ф.№15} = 0,95 \cdot (1000/6,3^2) = 24$$

$$X_{ф.№15} = 0,377 \cdot (1000/6,3^2) = 9,5$$

$$X_{к4ф15} = X_{к4} + X_{ф.№15} \tag{77}$$

$$R_{к4ф15} = R_{к4} + R_{ф.№15} \tag{78}$$

$$Z_{к4ф15} = \sqrt{R_{к4ф15}^2 + X_{к4ф15}^2} \tag{79}$$

$$X_{к4ф15} = 7,96 + 9,5 = 17,46$$

$$R_{к4ф15} = 24$$

$$Z_{к4ф15} = \sqrt{24^2 + 17,46^2} = 29,7$$

Ток двухфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии определится:

$$I_{к4ф15(2ф)} = (0,87E^*/ Z_{к4ф15}) \cdot I_{б2} \quad (80)$$

$$I_{к4ф15(2ф)} = (0,87 \cdot 1/29,7) \cdot 91,75 = 2,69 \text{ кА}$$

Коэффициент чувствительности составит

$$K_{ч} = I_{к4ф15(2ф)} / I_{мтз} \quad (81)$$

$$K_{ч} = 2690/402,4 = 6,68 \geq 1,5$$

Устанавливаем выдержку времени МТЗ $t = 0,5 \text{ с}$.

Произведём расчет МТО отходящих фидеров №7, №15.

$$I_{МТО} = k_{н} \cdot I_{\max}^{(3)} \quad (82)$$

$k_{н} = 1,1-1,15$ для микропроцессорных защит;

$I_{\max}^{(3)}$ – максимальный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка

Для фидера №7 6 кВ ПС 35/6 кВ «Прогресс»

$$I_{к4ф7(2ф)} = 1,57 \text{ кА}$$

$$I_{к4ф7(3ф)} = I_{к4ф7(2ф)}/0,87 \quad (83)$$

$$I_{к4ф7(3ф)} = 1,57/0,87 = 1,805 \text{ кА}$$

$$I_{\text{мто}} = 1,1 \cdot 1,805 = 1,986 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ср.р}} = 1986 \cdot 1/80 = 24,8 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к4(2ф)}} / I_{\text{мто}} \quad (84)$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 11,53 / 1,986 = 5,05 \geq 1,5$$

Для фидера №15 6 кВ ПС 35/6 кВ «Прогресс»

$$I_{\text{к4ф15(2ф)}} = 2,69 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к4ф15(3ф)}} = I_{\text{к4ф15(2ф)}} / 0,87$$

$$I_{\text{к4ф7(3ф)}} = 2,69 / 0,87 = 3,09 \text{ кА}$$

$$I_{\text{мто}} = 1,1 \cdot 3,09 = 3,4 \text{ кА}$$

$$I_{\text{ср.р}} = 3400 \cdot 1/80 = 42,5 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot 11,53 / 3,4 = 2,95 \geq 1,5$$

Расчет системы электроснабжения напряжением 0,4 кВ

Произведем расчет ВЛ-0,4 кВ Ф№5 ТП-207 при условии применения постоянного сечения провода вдоль всей линии.

К данной магистральной двухцепной ВЛ-0,4 кВ подключены три многоквартирных жилых дома – ул. Заводская, д. 51, д. 55, д. 59 и общеобразовательная школа №4. Составляем расчетную схему для данных условий:

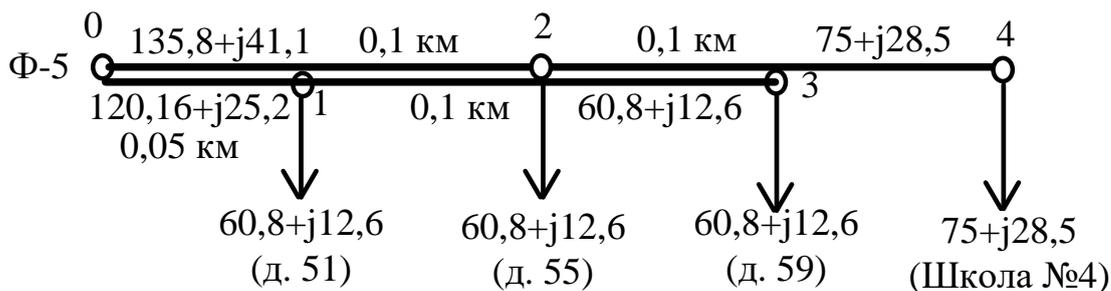


Рисунок 19 – Расчетная схема

На первом этапе производим расчет распределения мощностей на участках сети начиная с конца линии, последовательным суммированием нагрузки:

$$S_{2-4} = S_4 = (75+j28,5) \text{ кВА}$$

$$S_{0-2} = S_{2-4} + S_2 = (75+60,8)+j(28,5+12,6) = (135,8+j41,1) \text{ кВА}$$

$$S_{1-3} = S_3 = (60,8+j12,6) \text{ кВА}$$

$$S_{0-1} = S_{1-3} + S_1 = (60,8+60,8)+j(12,6+12,6) = (120,16+j12,6) \text{ кВА}$$

Далее определяем реактивную составляющую потери напряжения ΔU_p :

$$\Delta U_p = \sum (Q_i \cdot L_i) \cdot x_0 / U_n \quad (1)$$

Q_i – реактивная мощность на участке сети;

L_i – длина участка сети;

x_0 – удельное реактивное сопротивление провода.

$$\Delta U_{p_{0-4}} = (28,5 \cdot 0,1 + 41,1 \cdot 0,1) \cdot 0,08 / 0,38 = 1,47 \text{ В}$$

$$\Delta U_{p_{0-3}} = (12,6 \cdot 0,1 + 25,2 \cdot 0,05) \cdot 0,08 / 0,38 = 0,53 \text{ В}$$

Далее определяем активную составляющую потери напряжения ΔU_a доп:

$$\Delta U_a \text{ доп} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p \quad (2)$$

$\Delta U_{\text{доп}}$ – допустимая потеря напряжения (5% от $U_{\text{ном}}$);

ΔU_p – реактивная составляющая потери напряжения.

$$\Delta U_a \text{ доп}_{0-4} = 19 - 1,47 = 17,53 \text{ В}$$

$$\Delta U_a \text{ доп}_{0-3} = 19 - 0,53 = 18,47 \text{ В}$$

Определяем сечение магистрального провода по следующей формуле:

$$S = (\gamma / \Delta U_a \text{ доп} \cdot U_n) \cdot \sum P_i \cdot L_i \quad (3)$$

γ – удельная проводимость материала провода;

P_i – активная мощность на участке сети.

$$S_{0-4} = (31,2/17,53 \cdot 0,38) \cdot (75 \cdot 0,1 + 135,8 \cdot 0,1) = 98,73 \text{ мм}^2$$

Для всех участков принимаем провод СИП2 3x120+1x95 с $I_{\text{доп}} = 340 \text{ А}$

$$I_{0-2} = \sqrt{135,8^2 + 41,1^2} / 1,73 \cdot 0,38 = 215,8 \text{ А}, r_0 = 0,253 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}.$$

$$S_{0-3} = (31,2/18,47 \cdot 0,38) \cdot (120,16 \cdot 0,05 + 60,8 \cdot 0,1) = 62,8 \text{ мм}^2$$

Для всех участков принимаем провод СИП2 3x70+1x95 с $I_{\text{доп}} = 240 \text{ А}$

$$I_1 = \sqrt{120,16^2 + 25,2^2} / 1,73 \cdot 0,38 = 186,8 \text{ А}, r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}, x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}.$$

Затем определяем потери напряжения ΔU до наиболее удаленной от источника точки:

$$\Delta U = (P_{\text{уч-ка}} \cdot r_0 + Q_{\text{уч-ка}} \cdot x_0) \cdot l / U_n \quad (4)$$

r_0 – удельное активное сопротивление провода.

$$\Delta U_{0-4} = (135,8 \cdot 0,1 + 75 \cdot 0,1) \cdot 0,253 / 0,38 + (41,1 \cdot 0,1 + 28,5 \cdot 0,1) \cdot 0,08 / 0,38 = 15,5 \text{ В}$$

$$\Delta U_{0-4} \% = (15,5 / 380) \cdot 100\% = 4,08\% < 5\%$$

Выбранный провод СИП2 3x120+1x95 обеспечивает допустимое значение потерь напряжения.

$$\Delta U_{0-3} = (120,16 \cdot 0,05 + 60,8 \cdot 0,1) \cdot 0,443 / 0,38 + (25,2 \cdot 0,05 + 12,6 \cdot 0,1) \cdot 0,08 / 0,38 = 14,6$$

В

$$\Delta U_{0-3} \% = (14,6 / 380) \cdot 100\% = 3,84\% < 5\%$$

Выбранный провод СИП2 3x70+1x95 обеспечивает допустимое значение потерь напряжения.

8.4 Релейная защита силового трансформатора подстанции Прогресс

Произведем расчет дифференциальной защиты силовых трансформаторов Т1, Т2 – ТМ – 6300/35 $U_{н1} = 35 \text{ кВ}$, $U_{н2} = 6,3 \text{ кВ}$, ПБВ $35 \pm 2 \times 2,5\%$ $S_n = 6300 \text{ кВА}$

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-Т» предназначено для выполнения функций основной защиты двухобмоточного (в том числе с расщепленной обмоткой низшего напряжения (НН), имеющей одинаковые номинальные напряжения) трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ.

Устройство подключается к вторичным цепям ТТ, установленным на двух сторонах силового трансформатора. В зависимости от типа исполнения устройства возможно подключение к следующим комбинациям вторичных номинальных токов ТТ:

5/5 – ТТ стороны ВН – 5 А, ТТ стороны НН – 5 А;

1/1 – ТТ стороны ВН – 1 А, ТТ стороны НН – 1 А;

1/5 – ТТ стороны ВН – 1 А, ТТ стороны НН – 5 А;

5/1 – ТТ стороны ВН – 5 А, ТТ стороны НН – 1 А.

Рекомендуется включение ТТ на всех сторонах трансформатора по схеме «звезда». Выравнивание величины и фазы токов производится цифровым способом внутри устройства.

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)).

Также предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

Таблица 23 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{n1,2} = S_{ном}/1.73 \cdot U_{н1,2}$	$I_{n1} = 6300/1,73 \cdot 35 = 104 \text{ А}$	$I_{n2} = 6300/1,73 \cdot 6,3 = 578 \text{ А}$

Коэффициент трансформации трансформатора тока	Ктт	150/5	600/5
Схема соединения трансформаторов тока	Треугольник, звезда	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{н1.2,2.2} = (I_{н1,2}/K_{тт1,2}) \cdot K_{сх}$	$I_{н1.2} = (104/30) \cdot 1 = 3,47 \text{ А}$	$I_{н2.2} = (578/120) \cdot 1 = 4,82 \text{ А}$
Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)	«Iбаз ВН», «Iбаз НН» диапазон уставок: (0,15—30,00) А	3,47 А	4,82 А

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства.

Для $I_{ном} = 5 \text{ А}$ базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А значения 3,47 и 4,82 укладываются в указанный диапазон.

Произведем выбор уставок чувствительной дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Таблица 24 – Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{нб\ расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{пбв} + \Delta f_{добав}$	$I_{нб\ расч*} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04 = 0,29$
Выбор уставки срабатывания	должно выполняться условие: $I_{д1/I_{баз}} \geq K_{отс} \cdot I_{нб\ расч*}$	$1,2 \cdot 0,29 = 0,348$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{д1/I_{баз}}$ » диапазон уставки: (0,3—1,0) $I_{баз}$	принимаем 0,35
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{сн.т} = 1 - 0,5 \cdot I_{нб\ расч*}$	$1 - 0,5 \cdot 0,29 = 0,855$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{торм} = 100 \cdot I_{диф} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot I_{нб.расч.*} / K_{сн.т}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,29 / 0,855 = 44,1$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{торм}, \%$ » диапазон уставки: (10—100) %	44

Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{г2}/I_{ном}$ » рекомендуемый диапазон уставки: (1,0—2,0) $I_{ном}$	2
Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	$I_{дг2}/I_{дг1}$ диапазон уставки: (0,06—0,20)	0,15

Произведем выбор уставок дифференциальной отсечки (ДЗТ-1

Таблица 25 – Расчет уставок дифференциальной отсечки

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Максимальный ток внешнего КЗ на стороне НН, приведенный к стороне ВН, А	$I_{кз\text{ внеш. макс}}$	2073
Расчетный ток максимального внешнего КЗ приведенный к номинальному току трансформатора (в относительных единицах)	$I_{кз\text{ внеш. макс}}^* = I_{кз\text{ внеш. макс}} / I_{ном.1}$	$2073/104 = 19,9$

Расчетный небаланс в внешнем КЗ	ток при	$I_{нб} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{пбв} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз \text{ внеш. макс}}^*$	$1,5 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,05 + 0,04) \cdot 19,9 = 11,64$
Наименование величины		Обозначение и метод определения	Числовое значение
Выбор уставки срабатывания с учетом отстройки от БНТ и небаланса при внешнем КЗ	уставки	должно выполняться условие: $I_{диф}/I_{баз} \geq I_{нб}$ и $I_{диф}/I_{баз} \geq 6$	принимаем значение 12
Принятое значение (округление до одного знака после запятой)	уставки	« $I_{диф}/I_{баз}$ » диапазон уставки: (4,0—30,0) $I_{баз}$	12

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.

Для защиты силовых трансформаторов подстанции от сверхтоков, обусловленных внешними короткими замыканиями предусматриваем два комплекта МТЗ с независимой характеристикой времени срабатывания на стороне 35 кВ и 6 кВ.

Произведем расчет защиты от сверхтоков при внешних коротких замыканиях.

МТЗ должна быть отстроена от максимального тока нагрузки.

$$I_{МТЗ} = (k_n \cdot k_{сз} / k_B) \cdot I_{нагр. max}, \quad (50)$$

где $k_n = 1,1-1,2$ коэффициент надежности;

$k_{сз} = 1,1-1,3$ при отсутствии в составе нагрузки электродвигателей и времени срабатывания МТЗ более 0,3 с;

$k_{в} = 0,9$ для микропроцессорных защит;

$I_{нагр.маx}$ – можно брать из контрольного замера (но с запасом). Если нет данных контрольного замера, то можно брать либо по номинальному току ТТ, либо по номинальному току провода, либо по мощности трансформаторов - $\sum I_{ном} \cdot 0,75$.
Выбирается меньшее значение (“узкое место”).

Чувствительность МТЗ определяется по формуле:

$$k_{ч} = I_{min}^{(2)} / I_{МТЗ} \quad (51)$$

Чувствительность должна обеспечиваться:

$k_{ч} > 1,5$ – при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах 6-10 кВ;

Для трансформаторов Т1, Т2 – ТМН-6300/35, сторона низкого напряжения $U_{н2} = 6,3$ кВ, максимальная нагрузка трансформатора с учётом допустимой 50% перегрузкой составит:

$$I_{нагр.маx} = 1,5 \cdot 578 = 867 \text{ А}$$

ТТ 600/5 (полная звезда $k_{сх} = 1$)

$$I_{МТЗ} = (1,2 \cdot 1,2 / 0,9) \cdot 867 = 1387,2 \text{ А}$$

$$I_{ср.р} = I_{МТЗ} \cdot k_{сх} / k_{ТТ} \quad (52)$$

$$I_{ср.р} = 1387,2 \cdot 1 / 120 = 11,56 \text{ А}$$

Ток двухфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ определится:

$$I_{к4} (2ф) = 0,87 \cdot I_{к4} (3ф) \quad (53)$$

$$I_{к4} (2ф) = 0,87 \cdot 11530 = 10031,1 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности составит:

$$K_{ч} = I_{к4}(2ф) / I_{МТЗ} \quad (54)$$

$$K_{ч} = 10031,1 / 1387,2 = 7,23 > 1,5$$

Сторона высокого напряжения $U_{н1} = 35$ кВ, максимальная нагрузка трансформатора с учётом допустимой 50% перегрузкой составит:

$$I_{нагр.маx} = 1,5 \cdot 104 = 156 \text{ А}$$

ТТ 150/5 (полная звезда $k_{сх} = 1$)

$$I_{МТЗ} = (1,2 \cdot 1,2 / 0,9) \cdot 156 = 249,6 \text{ А}$$

$$I_{ср.р} = I_{мтз} \cdot k_{сх} / k_{тт} \quad (55)$$

$$I_{ср.р} = 249,6 \cdot 1/30 = 8,32 \text{ А}$$

Ток двухфазного короткого замыкания на шинах 6 кВ, приведенный к стороне 35 кВ определится:

$$I_{к4} (2\phi)^{35} = I_{к4} (2\phi)^6 / K_{тр} \quad (56)$$

$$I_{к4} (2\phi)^{35} = 11530 / (35/6,3) = 2075,4 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности составит:

$$K_{ч} = I_{к4}(2\phi)^{35} / I_{мтз} \quad (57)$$

$$K_{ч} = 2075,4/249,6 = 8,31 > 1,5$$

То есть получаем две ступени защиты от сверхтоков, на стороне 6 кВ ступень будет иметь ток срабатывания 1387,2 А, принимаем для селективности выдержку времени $t_{ср}=1$ с. На стороне 35 кВ ступень будет иметь ток срабатывания 249,6 А, также для селективности принимаем выдержку времени $t_{ср}=1,5$ с.

Произведем расчет защиты от перегрузки для Т1, Т2 – ТМН-6300/35, по первичному номинальному току с учетом 5% перегрузки.

$$I_{перегр.} = 1,05 \cdot 104 = 109,2 \text{ А}$$

ТТ 150/5 (полная звезда $k_{сх} = 1$)

$$I_{мтз} = (1,2/0,9) \cdot 109,2 = 145,6 \text{ А}$$

$$I_{ср.р} = I_{мтз} \cdot k_{сх} / k_{тт} \quad (64)$$

$$I_{ср.р} = 145,6 \cdot 1/30 = 4,85 \text{ А}$$

Для отстройки от кратковременных перегрузок, связанных с внешними короткими замыканиями, запуском мощных электродвигателей принимаем выдержку времени $t_{ср.} = 10$ с, защита планируется с действием на сигнал.

9 ВЫБОР И РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ.

На проектируемой подстанции принимаем следующие системы автоматики:

- автоматическое повторное включение (АПВ), опыт эксплуатации воздушных линий электропередачи показывает, что значительная часть повреждений вызванных атмосферными перенапряжениями, схлестыванием проводов и другими причинами при достаточном быстром отключении линии защитой самоустраняются т.е. дуга возникшая в месте повреждения не успевает вызвать разрушений, препятствующих включению линии под напряжение, в эксплуатации получили применение трехфазные и однофазные АПВ, причем трехфазные АПВ могут быть простыми, быстродействующими, с проверкой наличия или отсутствия напряжения, с ожиданием синхронизма;

- автоматическое включение резерва (АВР), для потребителей первой категории требуется не менее двух независимых источников питания, при этом можно организовать постоянную работу обоих источников, например сеть с двухсторонним питанием и точкой раздела, в этом случае требуются направленные защиты и будут наблюдаться более высокий уровень токов короткого замыкания, также можно сделать одностороннее питание от одного из двух источников, который считают рабочим, а второй источник в нормальном режиме будет отключаться и будет считаться резервным, в случае выхода из строя рабочего источника система АВР отключает рабочий и включает резервный источник, питание потребителя восстанавливается;

- автоматическая частотная разгрузка (АЧР), в энергосистеме потребляемая мощность должна равна генерируемой, т.е. между этими мощностями должен существовать баланс $P_{\text{ген}} = P_{\text{потр}}$. Если по каким либо причинам генерируемая мощность уменьшается (аварийно отключается генератор на станции, прекращается переток мощности) возникает небаланс мощностей $\Delta P = P_{\text{ген}} - P_{\text{потр}}$.

Возникший небаланс стремятся перекрыть резервной мощностью энергосистемы (включением резервного генератора, увеличение мощности работающим

генератором, запуском ГТУ). Если небаланс перекрыть не удастся, он переходит в дефицит мощности $\Delta P_{\text{деф}} = \Delta P - \Delta P_{\text{резерв}}$. Дефицит мощности начинает сказываться на частоте энергосистемы т.е. нагрузка задавливает генераторы электростанций. Кроме этого с понижением частоты уменьшается частота вращения двигателей собственных нужд, что ведет к снижению их производительности. Это приводит в результате к лавинообразному снижению частоты и остановке станции. Чтобы это не допустить система АЧР, контролирует снижение частоты и зависимости от ее значения уменьшают потребляемую мощность, отключая потребителей, этим самым восстанавливая баланс.

Используемое на проектируемой подстанции микропроцессорное устройство «Сириус – 21Л» имеет функцию однократного или двукратного автоматического повторного включения (АПВ). Наличие АПВ, а также количество циклов задается уставкой, также уставками определяется время выдержки первого и второго циклов. Время восстановления АПВ составляет 120 с (2 минуты). В случае аварийного отключения в первые 30 с после включения выключателя линии функция АПВ будет заблокирована (блокировка АПВ при опробовании).

АПВ может быть дополнительно заблокировано с помощью тумблера «АПВ»

на передней панели устройства, а также по внешнему сигналу. Блокировка внешним сигналом возможна «по уровню» (только при наличии сигнала) или «по фронту» (даже после снятия сигнала). Вид блокировки определяется уставкой «Фикс. блок. АПВ». При выключенной уставке «АПВ» светодиод «Блокировка АПВ» автоматически выключается. С помощью соответствующих уставок можно разрешить или заблокировать пуск АПВ при срабатывании

отдельных видов или ступеней защиты, включая несанкционированное (самопроизвольное) отключение. АПВ блокируется при отключении от дуговой защиты, от газовой защиты, от МТЗ-4, а также при пуске УРОВ.

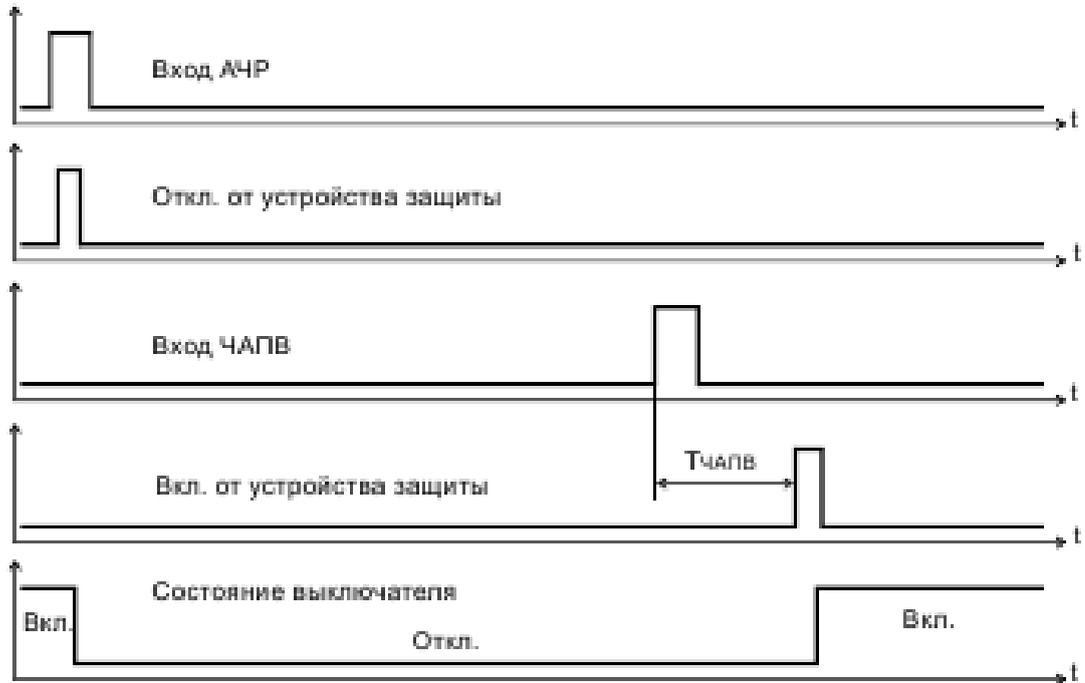


Рисунок 20 – Принцип работы АЧР и ЧАПВ при «внешнем режиме ЧАПВ»



Рисунок 21 – Принцип работы АЧР и ЧАПВ при «внутреннем режиме ЧАПВ»

Микропроцессорное устройство «Сириус – 21Л» исполняет команды автоматической частотной разгрузки АЧР и последующего частотного автоматического включения ЧАПВ от внешних устройств. Устройство может работать в двух режимах ЧАПВ – «внутреннем» и «внешнем». При «внешнем» ЧАПВ включение линии после АЧР произойдет после подачи внешнего сигнала на дискретный вход ЧАПВ, а при «внутреннем» – после снятия сигнала АЧР.

Для исключения большой нагрузки на аккумуляторную батарею при одно-

временном включении нескольких выключателей от ЧАПВ после АЧР в устройстве предусмотрена возможность ввода программируемого времени задержки включения после прихода сигнала ЧАПВ (снятия сигнала АЧР – при «внутреннем» ЧАПВ).

Устанавливаем на микропроцессорных устройствах «Сириус – 21Л» двухкратное АПВ для отходящих линий напряжением 6 кВ, с выдержкой времени первой ступени $t = 3\text{ с}$, выдержка времени второй ступени $t = 20\text{ с}$.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ПРОГРЕСС35/6 кВ

В электроустановках различают следующие виды заземлений: защитное, рабочее и грозозащитное.

Защитное заземление – это преднамеренное соединение с заземлителем всех частей электрооборудования нормальных не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под ним в результате повреждения изоляции. С этой целью к заземлителям подключаются корпуса шкафов РУ, трансформаторов, выключателей, разъединителей и другого электрооборудования.

Рабочее заземление используется для заземления нейтралей силовых и измерительных трансформаторов, для дугогасящих катушек (компенсированная нейтраль).

Грозозащитное заземление используется для заземления молниеотводов, вентильных и трубчатых разрядников и ограничителей перенапряжений.

Все эти виды заземления формируются на общем заземлителе.

Заземлитель может быть естественным или искусственным, его назначение создать необходимый контакт с землёй. К естественным относят фундаменты зданий, обсадные трубы скважин, трубопроводы, находящиеся в земле (кроме горючих сред), броня кабелей.

Искусственный заземлитель подстанции выполняется из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, проложенных вдоль рядов оборудования и образующих сетку, выравнивающей потенциал на территории подстанции. По периметру территории подстанции дополнительно устанавливаются вертикальные заземлители, связанные с сеткой. Сетка заглубляется на 0,5 – 0,8 метров.

Для проектируемой подстанции производим расчёт искусственного заземлителя состоящего:

5 полос по 30 м – продольные;

4 полосы по 40 м – поперечные.

Удельное сопротивление грунта с учетом просыхания и промерзания грунта определяется:

$$\rho_{\text{п}} = k_1 \cdot \rho \quad (85)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта Ом·см, для суглинка $\rho = 1,5 \times 10^4$ Ом·см

k_1 - коэффициент учитывающий высыхание и промерзание почвы, для глубины заложения $t = 80$ см, $k_1 = 1,6$

$$\rho_{\text{п}} = 1,6 \cdot 1,5 \cdot 10^4 = 24000 \text{ Ом} \cdot \text{см}$$

Произведем расчет сопротивление заземления для одной продольной полосы

$$R_{\text{по1}} = (0,366 \cdot \rho_{\text{п}} / l) \cdot (\lg(2 \cdot l^2) / b \cdot t), \quad (86)$$

где l – длина закладываемой продольной полосы (3000см);

b – ширина закладываемой полосы (3см);

t – глубина заложения полосы (80см).

$$R_{\text{по1}} = (0,366 \cdot 24000 / 3000) \cdot (\lg(2 \cdot 3000^2) / 3 \cdot 80) = 14,3 \text{ Ом}$$

Определяем сопротивление всех продольных полос с учетом коэффициента использования, $\eta_{\text{п}}$ - коэффициент использования, определяется исходя из длины полос, их количества и расстояния между полосами ($l = 30 \text{ м}$, $n = 5$ полос, расстояние между полосами 10 м), $\eta_{\text{п1}} = 0,66$

$$R_{\text{пп1}} = R_{\text{по1}} / n \cdot \eta_{\text{п1}} \quad (87)$$

$$R_{\text{пп1}} = 14,3 / 5 \cdot 0,66 = 4,33 \text{ Ом}$$

Аналогично определяем сопротивление заземления одной поперечной полосы

$$R_{\text{по2}} = (0,366 \cdot 24000 / 4000) \cdot (\lg(2 \cdot 4000^2) / 3 \cdot 80) = 11,25 \text{ Ом}$$

и сопротивление всех поперечных полос с коэффициентом использования $\eta_{\text{п2}} = 0,62$ составит

$$R_{\text{пп2}} = 11,25 / 4 \cdot 0,62 = 4,5 \text{ Ом}$$

Определяем общее сопротивление сетки полос.

$$R_c = (R_{\text{пн1}} \cdot R_{\text{пн2}}) / (R_{\text{пн1}} + R_{\text{пн2}}) \cdot 1 / \eta \quad (88)$$

где η – коэффициент использования ($\eta = 0,8$)

$$R_c = (4,33 \cdot 4,5) / (4,33 + 4,5) \cdot 1 / 0,8 = 2,76 \text{ Ом}$$

Требуемое согласно ПУЭ значение сопротивление заземления данный заземлитель, состоящий из продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, заглубленных на 80 см образующих сетку обеспечивает, так как требуемое сопротивление заземления $R_{\text{треб.}} = 4 \text{ Ом} > R_c = 2,76 \text{ Ом}$ и дополнительных вертикальных заземлителей, расположенных по периметру не требуется. К данной сетке полос посредством сварки присоединяем заземляющие проводники, с помощью которых организуется заземление электрооборудования подстанции.

11 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ПРОГРЕСС 35/6 Кв

Напряжения, сколь угодно длительное приложение которого безопасно для электрооборудования, называют наибольшим рабочим напряжением. Любые повышения напряжения сверх наибольшего в зависимости от их длительности опасны для изоляции и называются перенапряжением. Перенапряжения подразделяются на грозовые (атмосферные) и внутренние (коммутационные). Грозовые перенапряжения возникают при ударе молнии в электроустановку (перенапряжения прямого удара) или вблизи нее в землю (индуцированные). Атмосферные перенапряжения распространяются по всем электрически связанным элементам и вызывают пробой изоляции в любом другом месте,

изоляция которого имеет меньший запас электрической прочности. Внутренние перенапряжения разделяются на резонансные и коммутационные.

Резонансные возникают в результате изменения соотношений между индуктивностями и емкостями цепи при неблагоприятном сочетании схемы, параметров и режима сети.

Коммутационные возникают при различных нормальных и аварийных коммутациях и повреждениях. Перенапряжения характеризуются: длительностью воздействия, формой кривой напряжения, частотой воздействия, шириной охвата сети и кратностью – отношением максимального перенапряжения к амплитуде наибольшего рабочего фазного напряжения.

Для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжений используются

специальные аппараты, которые подключаются между фазными проводами питающей сети и заземляющими проводниками и обладают резко нелинейным сопротивлением. При номинальном напряжении сопротивление аппарата имеет значительную величину, а при появлении импульса перенапряжения сопротивление резко снижается и происходит срез импульса, который отводится через заземлитель. К этим специальным аппаратам относятся:

- вентильные разрядники РВО, РВС, РВМГ (включающие искровые промежутки и вилитовые шайбы);
- ограничители перенапряжения ОПН (включающие шайбы из оксида цинка);
- трубчатые разрядники РТВ, РТФ (имеют внешний и внутренний искровые промежутки, используется для защиты линейной изоляции).

Для защиты от прямых ударов молнии используются молниеотводы, которые бывают: стержневые или тросовые.

Стержневые молниеотводы используются для сосредоточенных объектов, состоят из мачты и молниеприемника (молниеприемник надёжно заземляется в трёх местах и часто устанавливается на линейных порталах).

Для защиты изоляции электрооборудования проектируемой подстанции от прямых ударов молнии используем четыре стержневых молниеотвода длиной $h = 16$ метров, два из которых устанавливаем на линейных порталах 35 кВ, а два на отдельно стоящих мачтах за ячейками КРУН – 6 кВ. Произведем расчет зон защиты молниеотводов.

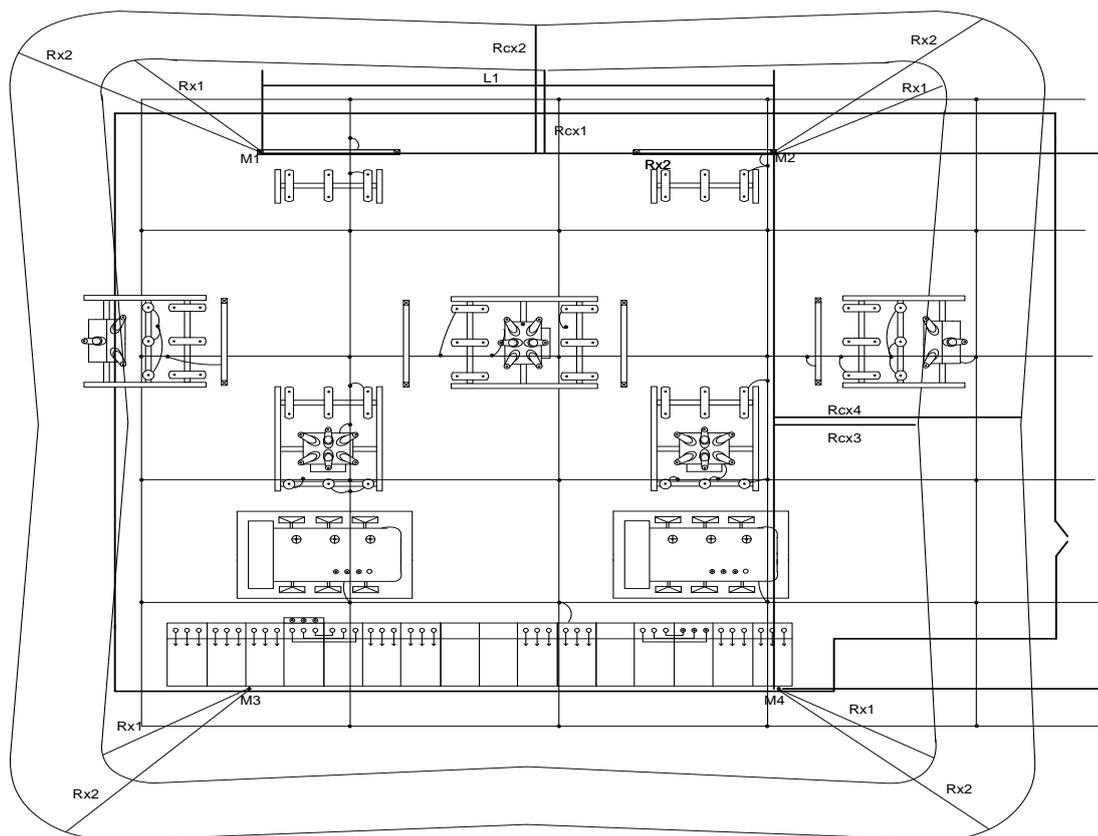


Рисунок 22 – Зона защиты молниеотводов.

Полная высота молниеотводов $M1, M2, M3, M4$ $h = 16$ м, расстояние между парами молниеотводов $M1$ и $M2, M3$ и $M4$ $L1 = 25$ м, между $M1$ и $M3, M2$ и $M4$ $L2 = 35$ м, высота защищаемого оборудования $h_{x1} = 7$ м (линейный портал 35 кВ), $h_{x2} = 3$ м (ячейки КРУН – 6 кВ).

Активная высота молниеотвода

$$h_0 = 0,85 \cdot h \quad (89)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на поверхности земли

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot h \quad (90)$$

$$r_0 = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 16) \cdot 16 = 17,088 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на высотах защищаемого оборудования

$$r_x = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot h) \cdot (h - 1,2 \cdot h_x) \quad (91)$$

$$r_{x1} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 16) \cdot (16 - 1,2 \cdot 7) = 8,11 \text{ м}$$

$$r_{x2} = (1,1 - 2 \cdot 10^{-3} \cdot 16) \cdot (16 - 1,2 \cdot 3) = 13,24 \text{ м}$$

Высота зоны защиты на средней линии между парой молниеотводов, между М1 и М2, М3 и М4 $L1 = 25 \text{ м}$

$$h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L1 - h) \quad (92)$$

$$h_{c1} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (25 - 16) = 12,03 \text{ м}$$

Высота зоны защиты на средней линии между парой молниеотводов, между М1 и М3, М2 и М4 $L2 = 35 \text{ м}$

$$h_{c2} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L2 - h) \quad (93)$$

$$h_{c2} = 13,6 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 16) \cdot (35 - 16) = 10,3 \text{ м}$$

Расстояние по горизонтали от центра линии, соединяющей пару молниеотводов до зоны защиты, на высоте защищаемого оборудования

$$r_{cx} = r_0 \cdot (h_c - h_x) \cdot 1/h_c \quad (94)$$

между парами молниеотводов М1 и М2, М3 и М4

$$h_{x1} = 7 \text{ м}$$

$$r_{cx1} = r_0 \cdot (h_{c1} - h_{x1}) \cdot 1/h_{c1} \quad (95)$$

$$r_{cx1} = 17,088 \cdot (12,03 - 7) \cdot 1/12,03 = 7,144 \text{ м}$$

$$h_{x2} = 3 \text{ м}$$

$$r_{cx2} = r_0 \cdot (h_{c1} - h_{x2}) \cdot 1/h_{c1} \quad (96)$$

$$r_{cx2} = 17,088 \cdot (12,03 - 3) \cdot 1/12,03 = 12,8 \text{ м}$$

между парами молниеотводов М1 и М3, М2 и М4

$$h_{x1} = 7 \text{ м}$$

$$r_{cx3} = r_0 \cdot (h_{c2} - h_{x1}) \cdot 1/h_{c2} \quad (97)$$

$$r_{cx3} = 17,088 \cdot (10,3 - 7) \cdot 1/10,3 = 5,47 \text{ м}$$

$$h_{x2} = 3 \text{ м}$$

$$r_{cx4} = r_0 \cdot (h_{c2} - h_{x2}) \cdot 1/h_{c2} \quad (98)$$

$$r_{cx4} = 17,088 \cdot (10,3 - 3) \cdot 1/10,3 = 12,1 \text{ м}$$

Для защиты изоляции электрооборудования подстанции, прежде всего силовых и измерительных трансформаторов от перенапряжений используем комплекты ограничителей перенапряжения, выпускаемых Великолукским ЭМЗ

– фирма «ЭЛВО». Активная часть ограничителей состоит из последовательно соединенных оксидно – цинковых резисторов с высоконелинейной вольтамперной характеристикой. Резисторы размещаются в крышке, которая представляет собой стеклопластиковую трубу с нанесенной на нее защитной ребристой оболочкой из кремнийорганической резины. Внутренняя полость крышки с резисторами заполняется теплопроводимым составом.

12 ТЕЛЕМЕХАНИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ, УЧЕТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Оперативное управление проектируемой подстанции осуществляется диспетчерским пунктом оперативно диспетчерской службы (ОДС) СП «ВЭС». Диспетчеры осуществляют выдачу команд на оперативные переключения на подстанции, контролируют режимы работы электрооборудования, координируют работы на подстанции при ремонте и эксплуатации электрооборудования, ведут учет допускаемых бригад, координируют работу оперативного персонала при пожарах и аварийных режимах в энергосистеме. Непосредственно оперативное обслуживание подстанции осуществляется персоналом оперативно – выездной бригады. Который осуществляет оперативные переключения по команде диспетчера, производит периодические и внеочередные осмотры, делает подготовку рабочего места и допуск ремонтного персонала к работам, приемку рабочих мест и ввод оборудования в работу, может выполнять небольшие работы, входящие в перечень текущей эксплуатации, ведет оперативный журнал и другую документацию, может входить в состав бригад по ремонту оборудования подстанции.

Для сбора и передачи информации о состоянии объектов электрической сети и передачи команд диспетчерского управления оборудованием этих объектов служит телемеханика. Устройства телемеханики в комплексе с каналами связи образуют систему телемеханики, позволяющую выполнять указанные функции на расстоянии. Передача команд от оперативного персонала или автоматических управляющих устройств на управление оборудованием

объектов электрической сети и передача информации о состоянии оборудования объектов в обратном направлении осуществляются автоматически через канал связи.

Системы ТМ, как правило, включают в себя устройства циклического опроса объектов, сравнения измеряемых величин с заданными, контроля за режимом работы оборудования и исправностью собственно системы телемеханики, а также передачи команд управления оборудованием и проверки их выполнения и т. д., что позволяет диспетчеру иметь оперативную информацию о режиме сети и при необходимости активно вмешиваться в его изменение.

Принято говорить о телеуправлении (ТУ), если из пункта управления (ПУ) или диспетчерского пункта на удаленные объекты с помощью устройства телемеханики передаются команды на изменение оперативного состояния оборудования. Если информация об оперативном состоянии оборудования контролируемого объекта (КП) передается в обратном направлении, то говорят о телесигнализации и телеизмерении (ТС и ТИ). В зависимости от выполняемых функций устройства соответственно называются устройствами ТУ, ТС и ТИ. Для сокращения числа каналов связи широко используются комплексные системы телемеханики, в которых устройства ТУ—ТС объединяются с устройствами ТИ. Это достигается уплотнением каналов связи, организуемых в электрических сетях по воздушным и кабельным линиям электропередачи и кабельным линиям связи, а также применением радиоканалов.

Поскольку системы телемеханики в электрических сетях применяются для обмена сообщениями между оперативным персоналом (или ЭВМ) и объектами (подстанциями), то на входе устройств ТИ и ТС включаются датчики (первичные преобразователи), дающие информацию без участия человека, а на выходе — устройства, преобразующие сообщения в форму, которую человек может воспринимать (записывающие или указывающие приборы, устройства световой или звуковой сигнализации) или которая удобна для ввода в ЭВМ. На входе устройств ТУ устанавливаются ключи, кнопки, реле или другие устройства, а на выходе — исполнительные органы (приводы выключателей, регуляторов).

Классификация систем телемеханики проводится по многим признакам. Применяются системы с амплитудной, частотной и фазовой модуляцией, а также с время- импульсной и широтно-импульсной модуляцией импульсного тока. Различительными параметрами в них служат соответственно амплитуда, частота и фаза переменного тока или интервал времени между импульсами или длительностью импульсов передаваемых и принимаемых сигналов по каналу связи

При централизованном оперативном обслуживании подстанций персоналом ОВБ и полном объеме телемеханизации, включающем телеуправление, телесигнализацию и телеизмерения, на подстанции предусматриваем:

- телеуправление коммутационным оборудованием, имеющим существенное значение для работы подстанции и электрической сети;
- телесигнализация положения масляных выключателей 35, 6 кВ;
- аварийно-предупредительная сигнализация (АПТС): работа защиты - один общий сигнал; работа АПВ, АВР, АЧР - один общий сигнал; авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение)- один общий сигнал для всех трансформаторов; неисправности трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла)-один сигнал с трансформатора; «земля» на секции 35 кВ - один сигнал с секции; «земля» на секции 6 кВ - то же; неисправность на подстанции (во вторичных цепях, исчезновение напряжения на подстанции, выход из строя источника электропитания)-один общий сигнал;
- телеизмерения по вызову: ток на одной стороне двухобмоточного трансформатора; ток отходящих линий 6 кВ; напряжение на шинах 35 и 6 кВ.

Для организации диспетчерского управления, телемеханики, автоматизированной системы учета электроэнергии используются следующие каналы связи:

-высокочастотная связь, выполняется по проводам силовой высоковольтной сети, канал связи организуется установкой приемопередатчиков, высокочастотных заградителей, конденсаторов связи, фильтров присоединения;

- проводные каналы связи (выделенные и коммутируемые) требуют для своего создания строительства телефонных вводов от ГАТС на телемеханизируемый

объект и диспетчерский пункт, иногда может потребоваться строительство дополнительных магистральных линий между АТС;

- радиоканалы, на первый взгляд, являются наиболее предпочтительными, для их организации не требуется прокладки кабеля, аппаратура, применяемая для радиосвязи, имеет относительно невысокую стоимость, а минимальное время развертывания делает их очень привлекательными в глазах строителей, но для использования радиоканала необходимо получить разрешение на выделение частоты, а количество свободных частот ограничено и для большого числа подстанций необходимо не одну, а не менее десятка частот;

- существует еще один способ, заключающийся в использовании уже имеющихся сотовых сетей мобильной связи — всем известные сети МТС, БиЛайн, но автоматика этих сетей построена таким образом, что приоритетом для них является голосовая связь, т.е. при нехватке свободных каналов для голосовой связи передача данных может быть прекращена в пользу голосовой связи;

- в последнее десятилетие большое развитие в мире получили каналы связи, организуемые по электрическим сетям, это стало возможным благодаря быстрому развитию так называемой PLC-технологии (от английского Power Line Comunication), суть этой технологии заключается в том, что электрическая линия обрабатывается с помощью специальных устройств, называемых устройствами присоединения, после чего по ней можно передавать информацию с достаточно высокими скоростями.

Расчетным учетом электроэнергии называется учет выработанной, а также отпущенной потребителям электроэнергии для денежного расчета за нее.

Счетчики, устанавливаемые для расчетного учета, называются расчетными счетчиками.

Техническим (контрольным) учетом электроэнергии называется учет для контроля расхода электроэнергии внутри электростанций, подстанций, предприятий, в зданиях, квартирах и т. п.

Счетчики, устанавливаемые для технического учета, называются счетчиками технического учета.

Учет активной электроэнергии должен обеспечивать определение количества энергии:

- выработанной генераторами электростанций;
- потребленной на собственные и хозяйственные (раздельно) нужды электростанций и подстанций;
- отпущенной потребителям по линиям, отходящим от шин электростанции непосредственно к потребителям;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них;
- отпущенной потребителям из электрической сети.

Кроме того, учет активной электроэнергии должен обеспечивать возможность:

- определения поступления электроэнергии в электрические сети разных классов напряжений энергосистемы;
- составления балансов электроэнергии для хозрасчетных подразделений энергосистемы;
- контроля за соблюдением потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

Учет реактивной электроэнергии должен обеспечивать возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от электроснабжающей организации или переданной ей, только в том случае,

если по этим данным производятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

Расчетные счетчики активной электроэнергии на подстанции энергосистемы должны устанавливаться:

- для каждой отходящей линии электропередачи, принадлежащей потребителям;

- для межсистемных линий электропередачи - по два счетчика со стопорами,

учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию; при наличии ответвлений от этих линий в другие энергосистемы - по два счетчика со стопорами, учитывающих полученную и отпущенную электроэнергию, на вводах в подстанции этих энергосистем;

- на трансформаторах СН;

- для линий хозяйственных нужд или посторонних потребителей (поселок и т. п.), присоединенных к шинам СН;

- для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами.

Счетчики реактивной электроэнергии должны устанавливаться:

- на тех же элементах схемы, на которых установлены счетчики активной электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся за электроэнергию с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности;

- на присоединениях источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию, выданную в сеть энергосистемы, или осуществляется контроль заданного режима работы.

Если со стороны предприятия с согласия энергосистемы производится выдача реактивной электроэнергии в сеть энергосистемы, необходимо устанавливать два счетчика реактивной электроэнергии со стопорами в тех элементах схемы, где установлен расчетный счетчик активной электроэнергии.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Охрана труда – система жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно - профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

13.1 Требования к персоналу

Работники, принимаемые для выполнения работы в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, учебно – тренировочных центрах и т.п.).

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении (верхолазные работы, работы под напряжениями на токоведущих частях, чистка, обмыв и замена изоляторов, ремонт проводов, контроль измерительной штангой изоляторов и содержательных зажимов, связка тросов, испытания оборудования повышенной напряженности, за исключением работ с мегаомметром).

Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве, либо работник из числа административно – технического персонала, имеющий группу V, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и

При осмотре электроустановок, напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующие приближения к токоведущим частям на расстояния менее допустимых правил. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок. Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3-35кВ приближается к месту замыкания их расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м – на ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрoзащитными средствами. Работа в электроустановках должны проводиться по наряду, распоряжению, перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации. Не допускается самовольное проведение работ, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением, или утвержденным перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения. При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ, ВЛС, ОРУ, на вводах и коммутационных аппаратах ЗРУ, непосредственно подключенных к ВЛ, на КЛ, подключенных к участкам ВЛ, а также на вводах ВЛС, в помещениях узлов связи и антенно –мачтовых сооружениях.

13.2 Организационные и технические мероприятия

Работы в действующих электроустановках должны проводиться с соблюдением организационных и технических мероприятий.

Организационными мероприятиями, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются: выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающей перечень работ, выполняющих в порядке текущей эксплуатации; ответственный руководитель работ; допускающий, производитель работ; член бригады.

Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть передан 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. Продлевать наряд может работник, выдавший наряд, или другой работник, имеющий право выдачи наряда на работе в данной в электроустановке.

Распоряжение имеет разовый характер, срок его действия определяется продолжительностью рабочего дня исполнителей. При необходимости продолжения работы, при изменении условий работы или состава бригады распоряжение должно отдаваться заново. Распоряжение на работу отдается производителю и допускающему.

По распоряжению оперативным и оперативно-ремонтным персоналом или под его наблюдением ремонтным персоналом в электроустановках напряжением выше 1000В могут проводиться неотложные работы продолжительностью не более одного часа без учета времени на подготовку рабочего места.

Неотложные работы, для выполнения которых требуется одного часа или участия более трех работников, включая работника, осуществляющего наблюдение, должно проводиться по наряду.

При проведении неотложных работ производитель работ из числа оперативного персонала, выполняющий работу или осуществляющий наблюдение за работающими в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь IV, а в электроустановках напряжением до 1000В – группу III.

Члены бригады, работающие в электроустановках напряжением до и выше 1000В должны иметь группу III.

К работам, выполняющим в порядке текущей эксплуатации согласно перечню, относятся небольшие по объему виды работ, выполняемые в течении рабочей смены и разрешенные к производству в порядке текущей эксплуатации, должны содержаться в заранее разработанном и подписанном техническим руководителем или ответственным за электрохозяйства, утвержденным руководителем организации перечне работ. При этом должны быть соблюдены следующие требования:

- работа в порядке текущей эксплуатации (перечень работ) распространяется только на электроустановки напряжением до 1000В;
- работа выполняется силами оперативного или оперативно-ремонтного персонала на закрепленном за этим персоналом оборудовании, участке.

Подготовка рабочего места осуществляется теми же работниками, которые в дальнейшем выполняют необходимую работу.

К работам, выполняемым в порядке текущей эксплуатации в электроустановках напряжением до 1000В, могут быть отнесено:

- работы в электроустановках с односторонним питанием;
- отсоединение, присоединение кабеля, проводов электродвигателя, другого оборудования;
- ремонт вспомогательных пускателей, рубильников, контакторов,

пусковых кнопок, другой аналогичной пусковой и коммутационной аппаратуры при условии установки ее вне щитков и сборок;

- ремонт отдельно расположенных магнитных станций и блоков управления, уход за щеточным аппаратом электрических машин;

- снятие и установка электросчетчиков, других приборов и средств измерений;

- замена предохранителей, ремонт осветительной электропроводки, арматуры, замена ламп и чистка светильников, расположенных на высоте более 2,5 м и другие работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземленные для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

13.3 Основные и дополнительные средства защиты

При работе в электроустановках необходимо пользоваться электрозащитными средствами, к которым относятся:

- 1) изолирующие штанги всех видов;
- 2) изолирующие клещи;
- 3) указатели напряжения;
- 4) сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные и стационарные;
- 5) устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, клещи электроизмерительные, устройства для прокола кабеля);
- 6) диэлектрические перчатки, галоши, боты;
- 7) диэлектрические ковры и изолирующие подставки;
- 8) защитные ограждения (щиты и ширмы), изолирующие накладки и колпаки;
- 9) ручной изолирующий инструмент;
- 10) переносное заземления;
- 11) плакаты и знаки безопасности;
- 12) специальные средства защиты, устройства и приспособления, изолирующие для работ под напряжением в электроустановках напряжением на 1кВ и выше;
- 13) гибкие изолирующие покрытия и накладки для работ под напряжением до 1000В;
- 14) лестницы приставные и стремянки изолирующие стеклопластиковые.

Таблица 29 – Нормы комплектования средствами защиты

Наименование средств защиты	РУ напряжением выше 1000 В, кол-во	РУ напряжением до 1000 В, кол-во
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	2 шт на каждый класс напряжения	По местным условиям
Указатели напряжения	2 шт на каждый класс напряжения	2 шт
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)	1 шт
Диэлектрические перчатки	не менее 2 пар	2 пары
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара	-
Диэлектрические галоши	-	2 пары
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения	По местным условиям
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт	-
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	-	По местным условиям
Противогаз изолирующий	2 шт	-
Защитные очки или щитки	2 шт	1 шт
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	-	По местным условиям

13.4 Экологичность

При реконструкции, действующей ПС, когда увеличивается мощность силовых ТМ, необходимо определить уровень звука в ближайшей точке на границе территории, прилегающей к ПС, создаваемый источниками шума (ТМ). Силовые трансформаторы являются характерным источником шума на территории населенных мест. В зависимости от типовой мощности и класса напряжения в трансформаторах применяют различные системы охлаждения:

- 1) с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М);
- 2) с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д);
- 3) с принудительной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения видов ДЦ и НДЦ);
- 4) с принудительной циркуляцией воды и масла (системы охлаждения видов Ц, НЦ, МЦ и НМЦ).

На ПС Прогресс установлены 2 трансформатора с естественной циркуляцией масла серии ТМ – 6300/35. Для трансформаторов с таким типом охлаждения характерны электромагнитные шумы.

Электромагнитный шум возникает по следующим причинам:

- 1) магнитострикционный эффект;
- 2) силы, действующие на витки обмотки трансформатора в магнитном поле;
- 3) силы Максвелла, возникающие в стыках и шиповых соединениях сердечника трансформатора.

Магнитострикционный шум создается сердечником трансформатора. В процессе работы трансформатора как преобразователя напряжения на его сердечник воздействует периодически меняющаяся магнитная индукция. Из-за неизбежного магнитострикционного эффекта периодически изменяется длина сердечника. В результате возникают изгибные колебания ярма и стержней

сердечника. У больших трансформаторов звуковая вибрация через масло в баке по «звуковым мостикам» передается на стенки бака и излучается в окружающее пространство в виде воздушного шума. У небольших трансформаторов сам сердечник является излучателем.

Суммарный уровень шума трансформаторов определяется, как правило, электромагнитной составляющей, причем в любом случае она существенна в диапазоне частот приблизительно до 800 Гц, т.е. уровни шума в этом диапазоне значительно выше, чем на более высоких частотах. В шуме трансформатора преимущественно ощущаются тональные составляющие, частота которых соответствует удвоенной частоте сети (при частоте сети 50 Гц частота тональной составляющей равна 100 Гц), и их кратные гармоники, что воспринимается на слух как низкое гудение [3].

Для проверки соблюдения норм, необходимо определить минимальное расстояние от подстанции до территории, на которой выполняются санитарно-гигиенические требования по шуму. Исходные данные приведены в таблице 1.

Таблица 30 - Исходные данные

Кол-во тран-ов	Система охлаждения	S, МВА	УНОМ, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с естественной циркуляцией воздуха и масла (система охлаждения вида М)	6,3	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам

1. Определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории, прилегающей к ПС. При этом необходимо принять во внимание, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учетом

времени суток. В расчетах принимаем наиболее жесткие требования, установленные для времени суток с 23.00 часов и до 07.00 часов [5].

Допустимый уровень шума для территорий, прилегающих к жилым домам, составляет: 45 дБА.

2. Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [4].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла (системы охлаждения вида М) уровень звуковой мощности составляет ($S_{\text{ном}} = 6.3 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$):

$$L_{PA} = 81 \text{ дБА};$$

3. Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Распределительное устройство ПС «Прогресс» открытого исполнения.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТР, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума создаваемый данным источником будет равным L_A (рисунок 22).

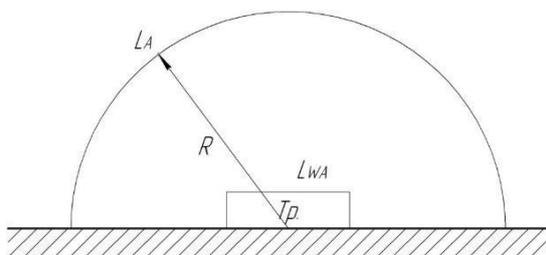


Рисунок 23– Излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{WA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (107)$$

где S - площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2;$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (108)$$

где $S = \pi R^2$.

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

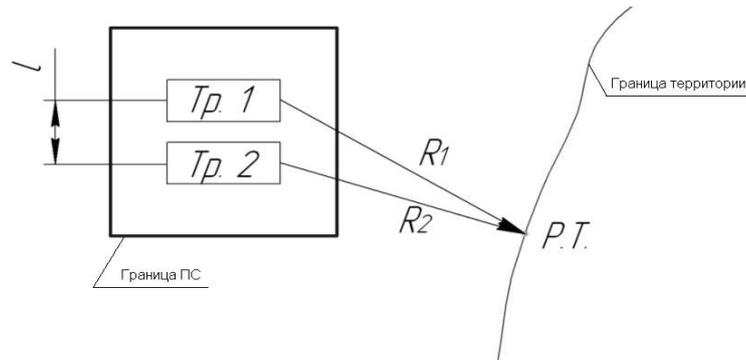


Рисунок 24 – Схема расположения ПС относительно жилой застройки

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{РАЭ} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{РАЭi}}$$

где N - количество источников шума (ТМ);

$L_{РАЭi}$ - скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника

шума, дБА;

2) на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_d(R) = \Delta Y_{доп}$. Тогда $R = R_{мин}$

Исходя из принятых допущений выражение (8) можно переписать в следующем виде:

$$D_{Y_{L_A}} = L_{P_{A\Sigma}} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} \quad (109)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{P_{A\Sigma}} - D_{Y_{L_A}})}}{2\pi}}; \quad (110)$$

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{P_{A\Sigma}} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 81} + 10^{0,1 \cdot 81}) = 84,01 \text{ дБА}; \quad (111)$$

Разрешив уравнение (5), относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(84,01-45)}}{2\pi}} = 35,56 \text{ м}; \quad (112)$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{сз}}$ санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму.

В данном случае минимальное допустимое расстояние от трансформаторов до жилых домов составляет 35,56 м. Ближайший к территории ПС Прогресс жилой дом расположен на расстоянии 120 м, следовательно, на территории жилых домов уровень шума не превышает допустимого. Отсюда делаем вывод, что дополнительные меры по снижению уровня шума не требуются.

Исходя из расчетов, минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы, прилегающей территории будет равным 35,56 м. Уровень шума, создаваемый трансформаторами, не превышает допустимого уровня звука, следовательно, проведение мер по понижению уровня шума не требуется.

13.5 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайной ситуацией называют обстановку, которая складывается на определенной территории в результате аварии, природного явления, создающего опасность, катастрофы или другого стихийного бедствия, которые могут повлечь или уже повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб жизни и здоровью людей или окружающей среде, так же значительные материальные потери и нанесение ущерба условиям жизнедеятельности людей.

К чрезвычайной ситуации относят, в частности, пожар. Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара.

Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей

среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается [5]:

- максимально возможным применением негорючих и горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;
- предотвращением распространения пожара за пределы очага;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;
- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается [5]:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;
- применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях

Пожарная безопасность – состояние защищенности личности имущества, общество и государства от пожаров. Является составной частью общественной обеспечения безопасности граждан РФ.

Электроустановки и бытовые приборы в помещениях, в которых отсутствует дежурный персонал должны быть обеспечены. Под напряжением должны оставаться дежурное освещение, установки пожаротушения, противопожарного водоснабжения и пожарная сигнализация.

При эксплуатации электроустановок запрещается:

- использовать приемники электрической энергии в условиях несоответствующих требованиям инструкций заводов – изготовителей, а также эксплуатировать электропровода и кабели с поврежденной или с потерявшей защитные свойства изоляцией;

- пользоваться поврежденными розетками и другими электроустановочными изделиями;

- обертывать электролампы и светильники бумагой, тканью и другими горючими материалами, а также эксплуатировать светильники со снятыми колпаками, предусмотренными инструкциями;

- применять нестандартные (самодельные) электронагревательные приборы, использовать никелированные плавкие вставки или самодельные аппараты;

- размещать (складировать) у электрощитов, электродвигателей и пусковой аппаратуры горючие вещества и материалы. При эксплуатации электрических сетей зданий и сооружений с периодичностью не реже одного раза в три года должен производиться замер сопротивления изоляции токоведущих частей

силового и осветительного оборудования. Результаты замера необходимо оформлять актом.

На подстанциях в кабельных лотках необходимо применять пояса из песка и других негорючих материалов 0,3 м. бортовое ограждение пескоприемника должно быть не менее 0,15 м.

На территории ОРУ следует периодически скашивать и удалять траву. Запрещается выжигать сухую траву на территории и прилегающих к ограждению площадках.

На подстанции с трансформатором (реактором) до 10т. (масла) должно быть 2 пенных и водных огнетушителей вместимостью по 10 л каждый; 2 порошковых по 10л, ящик с песком вместимостью 0,5 м³ и совки к нему.

На подстанции с постоянным пребыванием персонала первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. В РУ должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений.

При возникновении пожара на трансформаторе, он должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия релейной защиты и заземления. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса трансформатора.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Пожар в одном трансформаторе приводит к перерыву электроснабжения потребителей на время АВР. При сгорании масла в атмосферу выделяются вредные токсичные газы. Данная ситуация также приводит к дополнительным затратам на восстановление трансформатора. Пожар окружающего природного массива может привести к пожару на территории подстанции при переносе огня.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были приведены расчеты необходимые для реконструкции подстанции 35/6 кВ «Прогресс», а так же ВКЛ 6Кв предназначенной для питания потребителей части пгт Прогресс. В рассматриваемой части поселка имеется большое количество потребителей со второй категорией по надежности электроснабжения.

Необходимость реконструкции подстанции и отходящих фидеров появилась с увеличением потребляемой мощности и появлением потребителей второй категории, а также из-за большого срока службы ВКЛ и оборудования на подстанции снизилась надёжность электроснабжения потребителей.

Разделение на подстанции одной секции шин 6Кв на две, запитанных от двух разных трансформаторов, а также выполнение закольцовки ВКЛ 6Кв от подстанции «Прогресс» с подстанцией «ЖБИ» 35/6Кв позволит обеспечить бесперебойную подачу электроэнергии потребителям второй категории.

В следствии реконструкции на ВКЛ путем замены деревянных опор на железобетонные и заменой провода АС на СИП, замена на подстанции масляных выключателей на элегазовые, модернизация релейной защиты на подстанции снизится количество аварийных отключений энергосистемы.

Исходя из соображений по надежности электроснабжения потребителей и на основании технико-экономического обоснования в дипломной работе, я выбирала и проверяла коммутационно-защитную аппаратуру, сечения и марки проводов линий электропередач. Сети внутри города 0,4 и 10 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами.

А также были заменены коммутационные аппараты, а именно масляные выключатели на элегазовые. Основное преимущество таких выключателей — высокая надежность и большой срок службы. обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период — 15-20 лет.

Список используемой литературы

1. Балаков Ю. Н., Шевченко А. Т., Шунтов А. В. Надежность схем выдачи мощности электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1999.
2. Баумштейн И.А., Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Москва Энергия 1999г. стр.652
3. Булычев А.В., Наволочный А.А. Релейная защита в распределительных электрических сетях. Пособие для практических расчетов. Санкт-Петербург
4. Васильева. А. А. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1999.Электрическая часть станций и подстанций.
5. Головкин П.И. Энергосистема и потребители электрической энергии, Москва Энергия 2000г. стр.368
6. Григорьева В. А., В. М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 2001г.Тепловые и атомные электрические станции.
- 7.Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках. Москва Энергия 2000г. стр.407
8. Калганов И.Л. Дипломное и курсовое проектирование, Москва 2000г стр.278
9. Киреева Э.А. «Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем» (2-е издание, стер) учебник. Санкт-Петербург 2013г.
- 10.Козулин В. С, Рожкова Л. Д., - Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов – 2-е издание, перераб. – М.: Энергия, 2001. – 600 с
11. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений / Б. И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2006. – 672 с.
12. Мовсеков Н.С. Справочник по проектированию электроснабжения, Москва Энергия 2000г. стр.456
13. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 2002г.
14. Неклепаева Б. Н. и В. А. Старшинова. М.: Издательство МЭИ, 2004 Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций.

15. Околович М. Н. Проектирование электрических станций: Учебник для вузов. М.: Энергоиздат, 2002г.
16. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д.Рожкова, В.С. Козулин - М.: Энергия, 1980.
- 17.Чернобровов Н.В. Релейная защита, Москва Энергия 2001г. стр.679
- 18.Под общей редакцией профессоров Московского энергетического института «Электротехнический справочник», Москва Энергия 2001г. стр216.