

**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 кварталов 232, 233., 235 в связи со строительством жилого комплекса Чайка в городе Благовещенск

Исполнитель

студент группы 842 узб

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

Д.В. Степанов

Руководитель

канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

И.А. Лисогурский

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  
Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента:

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция системы электроснабжения кварталов 232, 233., 235 в связи со строительством жилого комплекса Чайка в городе Благовещенск*

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *однолинейная схема электроснабжения города Благовещенск, результаты контрольных замеров по ПС*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *анализ схемы электроснабжения города Благовещенск, расчёт нагрузок, разработка схемы 6-10 кВ проектируемого жилого комплекса, оценка надёжности проектируемой схемы, выбор числа и мощности трансформаторов на ТП 6/0,4 кВ, компенсация реактивной мощности, расчёт токов короткого замыкания, выбор проверка оборудования, заземление и молниезащита подстанции, релейная защита и автоматика, определение емкостного тока замыкания на землю, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика*

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

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

7. Дата выдачи задания: \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы:

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 142 с., 12 рисунков, 42 таблицы, 192 формулы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА,  
ПОТРЕБИТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР,  
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЕМКОСТНОЙ ТОК ЗАМЫКАНИЯ НА  
ЗЕМЛЮ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ

В дипломном проекте произведен расчет электрических нагрузок части города Благовещенска. Для электроснабжения проектируемого жилого комплекса Чайка на городской ПС было выбрано оборудование, рассчитаны токи короткого замыкания. Выбраны также устройства релейной защиты и автоматики.

Расчёт производился для проектных нагрузок. От ближайших к району проектирования подстанций спроектирована распределительная сеть 10 кВ, в которую вошли ТП 10/0,4 – 215, 500А, 234, 235, 500Б, 500В, 236, 500Г и 240. Для спроектированной сети был рассчитан режим и токи короткого замыкания на стороне 10 и 0,4 кВ.

На каждой ТП выбрано оборудование, а также выбраны устройства защиты. От каждой ТП спроектирована сеть 0,4 кВ, для которой также было выбрано сечение кабельных линий и устройства защиты.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ВН	-	высокое напряжения
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
ЛЭП	-	линия электропередачи
МПУ РЗиА	-	роцессорное устройство релейной защиты и автоматики
НН	-	низкое напряжение
ОРУ	-	открытое распределительно устройство
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТО	-	токовая отсечка
ТН	-	трансформатор напряжения
ТП	-	трансформаторная подстанция
УЗО	-	устройство защитного отключения

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Энергоэкономическая характеристика района проектирования	10
2. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт	14
2.1 Расчёт нагрузок существующих потребителей	15
2.1.1 Расчет электрических нагрузок общественно – коммунальных и жилых зданий потребителей	17
2.1.2 Расчет уличного освещения	19
2.2 Расчёт нагрузок проектируемого жилого комплекса «Чайка»	27
3. Выбор источника питания	29
4. Выбор уровней номинального напряжения	31
5. Низковольтное электроснабжение	32
5.1. Выбор количества линий и трасс их прохождения	32
5.2. Определение расчётных мощностей на участках линий	32
5.3. Выбор площади сечений и количества линий	33
6. Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	36
6.1 Расчёт числа и мощности трансформаторов на ТП	38
6.2 Выбор схемы и конструкции ТП	40
6.3 Определение места расположения ТП	43
7. Компенсация реактивной мощности	44
8. Проектирование сети 10 кВ	45
8.1. Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	45
8.2. Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	46
9. Технико-экономическое сравнение вариантов	48
10. Выбор схемы подключения РП к энергосистеме	54
10.1. Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП	54
10.2. Расчёт ЦЭН и выбор места расположения РП	54
10.3. Выбор схемы и конструкции РП	55

11. Расчёт токов короткого замыкания	57
11.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП	57
11.2 Расчет токов кроткого замыкания на 10 кВ	61
12. Выбор и проверка электрических аппаратов	66
12.1. Выбор и проверка электрических аппаратов 10 кВ	66
12.1.1. Выбор комплектных распределительных устройств	66
12.1.2. Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ	67
12.1.3. Выбор секционного выключателя	69
12.1.4. Выбор и проверка трансформаторов тока	70
12.1.5. Выбор измерительных трансформаторов напряжения	77
12.1.6. Выбор опорных изоляторов	79
12.1.7. Выбор шинных конструкций	80
12.2. Выбор оборудования напряжением до 1 кВ	83
12.2.1. Выбор предохранителей 0,4 кВ	83
12.2.2. Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	84
13. Релейная защита и автоматика	86
13.1. Выбор системы оперативного тока	86
13.2 Выбор трансформатора собственных нужд	87
13.3. Виды релейной защиты, принятые на РП	88
13.4. Расчёт релейной защиты	91
13.5. Выбор и расчёт устройств автоматики	99
13.6. Расчёт емкостных токов замыкания на землю	100
14. Расчёт и анализ надёжности	103
15. Заземление РП	111
16. Компенсация емкостных токов замыкания на землю	116
16.1 Общие сведения	116
16.2 Определение емкостного тока замыкания на землю	117
17. Безопасность и экологичность проекта	119
17.1 Безопасность	119

17.2 Экологичность	123
17.3 Чрезвычайные ситуации	131
18. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учёт электроэнергии	136
Заключение	139
Библиографический список	140

## ВВЕДЕНИЕ

Рост электрической нагрузки в районе, связанный с развитием существующих и вводом новых объектов коммунально-бытового назначения, приведет к значительной загрузке существующих линий 10 кВ, в связи с этим принято решение о проектировании РП 10 кВ и распределительной сети 10 кВ с отходящими от неё ТП 10/0,4 кВ. РП 10 кВ будет питаться от шин 10 кВ ПС и будет являться основным объектом в электроснабжении потребителей данного района.

Целью проекта является проектирование РП 10 кВ, а также распределительной сети 10 кВ с отходящими от неё ТП 10/0,4 для обеспечения надёжного электроснабжения вновь вводимых потребителей жилого комплекса Чайка города Благовещенск.

Задачами проекта являются: расчёт нагрузок вновь вводимых потребителей, анализ структуры потребления, разработка распределительной сети 10 кВ и схемы РП. Для решения данных задач были произведены расчеты токов КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. На РП выбрано основное электрическое оборудование. Оборудование выбиралось по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверялось на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость, также был учтен климат и географическое расположение РП.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы электроснабжения потребителей проектируемого жилого комплекса, при этом учесть оптимальную конфигурацию сети с точки зрения протяженности и количества выключателей на питающий подстанции и РП.



При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

# 1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Благовещенск - город в России на границе с Китаем. Административный центр Амурской области и Благовещенского района, образует «Городской округ город Благовещенск». Население — 226 385 (2020).

Расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи (в устье); единственный административный центр региона России, находящийся на государственной границе, район Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ стоит на правом берегу Амура, расстояние 526 метров.

Город расположен на крайнем юге Амурско-Зейской равнины, на левом берегу Амура, при впадении в него реки Зеи. Находится в 7985 км к востоку от Москвы, граничит с районом Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ. Город Благовещенск и городской округ Хэйхэ разделяет река Амур, ширина которой в этой местности около 800 метров. Между Благовещенском и Хэйхэ действует безвизовый режим.

Благовещенск застраивался по типу римского военного лагеря: широкие, прямые улицы располагались параллельно и перпендикулярно друг другу. Одни брали начало от реки Амур, другие — от реки Зеи. Кварталы представляли собой правильные прямоугольники. Такая планировка города сохраняется до сих пор. В настоящее время город протянулся на 8 км вдоль Амура, вдоль Зеи — на 13 км.

В самом городе протекают реки Бурхановка и Чигиринка. Рельеф города в основном равнинный, на окраинах есть небольшие возвышенности.

Благовещенск лежит на одной параллели с Киевом и российским Черноземьем, несмотря на это зимы здесь более продолжительные и значительно более холодные. Погода в Благовещенске, ввиду очень небольшой теплоёмкости воздуха, в температурном режиме очень зависит от продолжительности солнечного сияния и поступающего солнечного тепла. Поэтому декабрь холоднее февраля, а июнь лишь чуть холоднее, чем август. В

Благовещенске континентальный вариант умеренного муссонного климата. Континентальность климата проявляется в большой годовой (43°C) и суточной (10-15°C) амплитуде температуры. Муссонность климата выражается в направлении сезонных ветров, активной циклонической деятельности и большом количестве осадков в теплое время года. Лето жаркое со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом. Температурный рекорд был зафиксирован 25 июня 2010 года, когда температура воздуха в городе поднялась до отметки +39,4 °C[27].

- Среднегодовая температура — +1,6 °C;
- Сумма активных температур ( $T_{cp} > 10\text{ °C}$ ) — 2555 (5 мая — 25 сентября)<sup>[29]</sup>
- Среднегодовая влажность воздуха — 67 %.
- Среднегодовая скорость ветра — 2,0 м/с.

Таблица 1 – Климат Благовещенска за 10 лет (2004-2013)

Показатель	Янв.	Фев.	Мар т	Апр.	Ма й	Июн ь	Июл ь	Авг .	Сен .	Окт.	Ноя б.	Дек.	Год
Абсолютный максимум, °C	-0,4	3,1	12,7	27,8	32,6	39,4	36,7	34,5	31,2	28,0	13,4	-0,6	39,4
Средний максимум, °C	-15,3	-10,9	-1,6	10,4	20,0	26,1	27,8	26,1	19,6	10,0	-3,8	-15,1	7,8
Средняя температура, °C	-21,2	-17,5	-7,6	4,4	13,5	20,2	22,4	20,4	13,3	4,0	-8,9	-19,9	2,4
Средний минимум, °C	-25,7	-22,9	-13,1	-1,3	7,4	14,9	17,9	15,7	8,2	-0,6	-12,7	-23,8	-3
Абсолютный минимум, °C	-37,1	-36	-28,4	-13,4	-0,9	5,6	11,1	6,0	-0,9	-14,7	-30,4	-36,4	-37,1
Норма осадков, мм	6	10	14	25	66	89	151	103	51	20	17	15	567

Самое крупное наводнение в Благовещенске произошло в 1958 году. Уровень воды достиг девятиметровой отметки, вода прорвала дамбы и попала в город. В августе 1984 года Благовещенск пережил ещё одно серьёзное наводнение. Уровень воды в Амуре превысил восемь с половиной метров. Затопленными оказались дома, расположенные вдоль набережной реки. Причиной этих наводнений были проливные дожди и высокий паводок в верховьях Амура и Зеи.

31 июля 2011 года в Благовещенске прошёл смерч. 14 октября 2011 года в 16:15 по местному времени в Благовещенске были зафиксированы подземные толчки. Эпицентр землетрясения находился на севере области. В августе 2013 года Благовещенск пережил очередное наводнение. Более 780 собственников жилья, по данным на 29 июня 2014, признаны утратившими жильё<sup>[31]</sup>. На 11 июля 2014 года признано пострадавшим 31 участок дорог в городе (просадка грунта)<sup>[32]</sup>.

На 1 января 2019 года по численности населения город находился на 88 месте из 1115<sup>[87]</sup> городов Российской Федерации<sup>[88]</sup>.

В городе имеются крупные предприятия:

- с 1893 года действует завод «Амурский металлист», специализирующееся на выпуске горно-шахтного оборудования;
- судостроительный завод им. Октябрьской революции, выпускающий морские буксиры и сейнеры;
- кондитерская фабрика «Зея»;
- Амурский завод железобетонных конструкций.

Тепловой и отчасти электрической энергией город обеспечивает Благовещенская ТЭЦ. В связи с развитием промышленности города и строительством новых микрорайонов принято решение о строительстве второй очереди станции. В Благовещенске находится исполнительный аппарат Дальневосточной Распределительной Сетевой Компании (ОАО ДРСК), в ведение которой находятся распределительные сети 35-110 кВ Дальнего Востока. В состав ОАО ДРСК входят: Филиал «Амурские ЭС», Филиал «Хабаровские ЭС», Филиал «Приморские ЭС», Филиал «ЭС ЕАО» и Филиал «Южно-Якутские ЭС». Энергосистема, функционирующая на территории Амурской области, входит в состав ОЭС Востока и связана с энергосистемами Приморского края и Амурской области ВЛ 500 – 220 – 110 кВ. Доля энергосистемы Амурской области составляет в электропотреблении и максимуме электрической нагрузки ОЭС Востока около 28-30 %.

Общественный транспорт Благовещенска представлен автобусами, маршрутными такси и такси. Кроме того, судами (зимой автобусами, в межсезонье судами на воздушной подушке) осуществляются пассажирские перевозки через реку Амур.

Воздушное сообщение осуществляется через аэропорт Игнатьево, имеющий статус международного. Выполняется прямое сообщение с крупными городами России и чартерные рейсы в Китай, Таиланд, Вьетнам.

Железнодорожное сообщение осуществляется через вокзал станции Благовещенск.

В 2019 году Правительством Российской Федерации утверждена Стратегия пространственного развития до 2025 года. В ней ключевая роль отведена развитию городских агломераций, а Амурская область определена как приоритетная геостратегическая территория.

В связи с этим город Благовещенск приступил к применению практики пространственного развития территории. Проект трансграничной агломерации будет являться одной из ключевых точек роста в рамках интеграционного сопряжения Евразийского экономического союза и проекта «Один пояс и один путь».

## 2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЁТ

Расчёт электрических нагрузок выполнен с учётом всех потребителей расположенных или намеченных к размещению в пределах выбранного района. Электрические нагрузки существующих коммунально–бытовых потребителей установлены согласно проекта.. Электрические нагрузки наружного освещения в районе новой застройки приняты в размере 4% от осветительно–бытовой нагрузки на шинах ТП. Нагрузки наружного освещения вошли в состав равномерно распределённой нагрузки.

При числе часов использования максимума нагрузок 3400 (на шинах ТП) потребление электроэнергии на коммунально–бытовые нужды на уровне 2022 года составит 788,5 млн.кВт часов в год. При численности населения города на 2020 год 230,0 тыс. человек, удельное электропотребление на 2022 год составит 3428 кВт\*час на человека в год.

К 2022 году прирост нагрузок на шинах ТП городских электрических сетей составит 72%, что соответствует среднегодовым темпан роста в размере 3,5%, в том числе, коммунально-бытовых – 3,8%.

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

Электропотребление потребителей селитебных зон рассматривается для двух уровней: квартиры с электрическими плитами и газифицированные квартиры. Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.). Расчет электрических нагрузок производится методом представленным в [1].

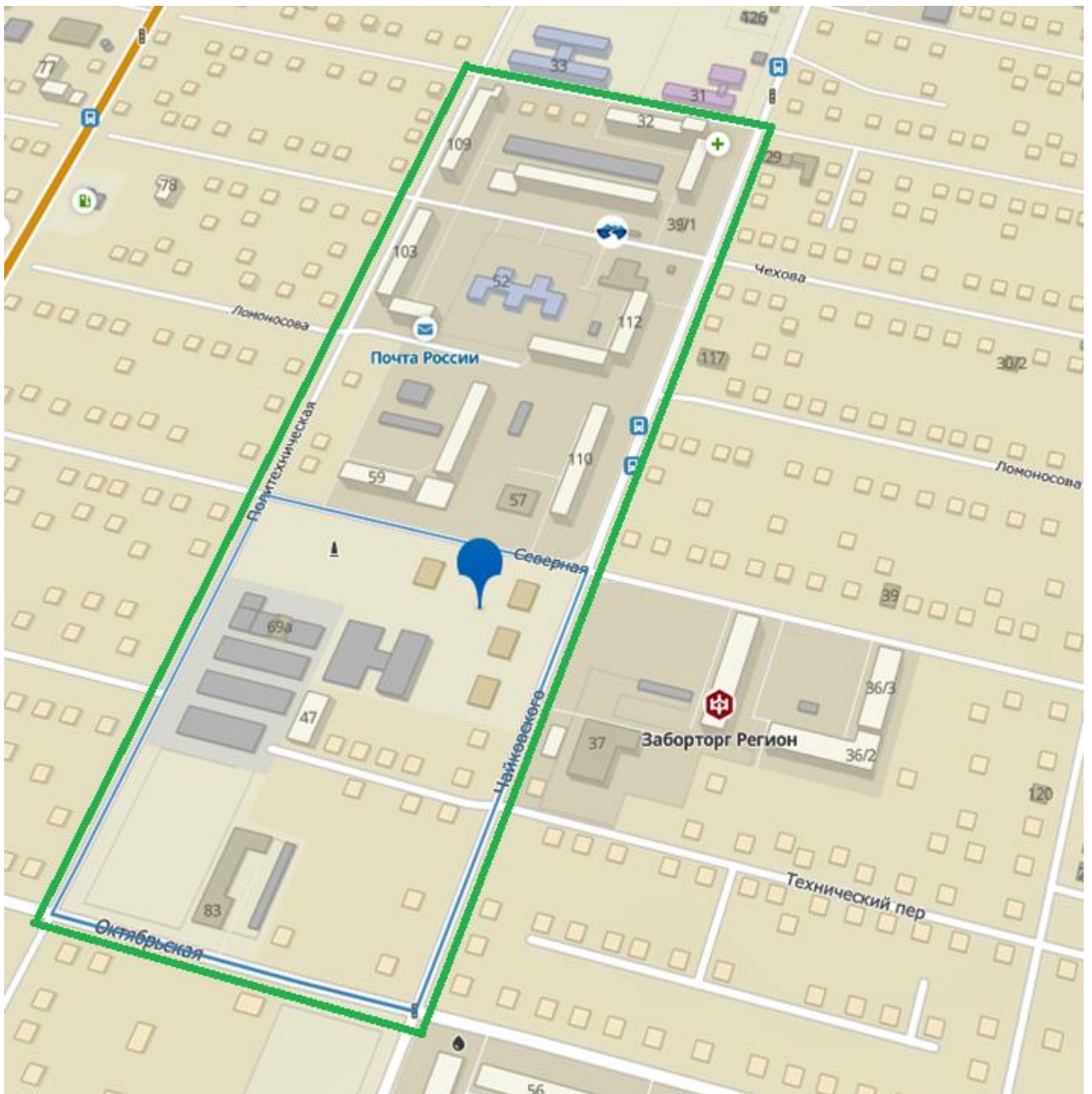


Рисунок 1 – Границы района реконструкции

## 2.1 Расчёт нагрузок существующих потребителей

В экспликации зданий и сооружений мы рассматриваем те здания и сооружения которые расположены на территории данного района. Экспликация зданий и сооружений приведена в таблице.

Таблица 2 - Экспликация зданий и сооружений

№	Наименование	Кол-во объектов	Описание объекта	Кол-во кв.	P, кВт	Q, кВт	tg φ	S(для одного дома), кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Жилой сектор							
1	Пятиэтажные дома							
	8 подъездные	2	2 дома по 120 кв	240	175	51	0,29	187
	6 подъездные	5	5 домов по 90 кв	450	131	38	0,29	137
	4 подъездные	2	2 дома по 40 кв	80	159	46	0,29	165
2	Четырехэтажные дома							
	6 подъездные	2	2 дома по 72 кв	144	190	55	0,29	197
	5 подъездные	2	2 домов по 60 кв	120	83	24	0,29	86
	4 подъездные	1		48	130	38	0,29	134,9
	3 подъездные	3	3 дома по 48 кв	144	69	20	0,29	72
	2 подъездные	2	2 домов по 24 кв	48	73	21	0,29	76
3	Трехэтажные дома							
	4 подъездные	4	4 дома по 48 кв	192	87	17	0,2	89
	3 подъездные	5	5 дома по 54 кв	270	100	20	0,2	102
	2 подъездные	3	3 домов по 36 кв	108	106	21	0,2	108
4	Двухэтажные дома							
	4подъездные	8	6 дома по 48 кв	288	199	40	0,29	203
	3 подъездные	4	4 домов по 18 кв	64	113,5	33	0,29	118
	2 подъездные		9 домов по 24 кв	72	87,5	25	0,29	91
5	Частный сектор	39	Все одноквартирные	39	195	99	0,2	195
	Комунально – бытовой сектор							
6	Пятиэтажные дома							
	8 подъездные	3	1 домов по 120 кв	240	235	68	0,29	245
	4 подъездные	1	Занята лестничная клетка	37	104	35	0,29	108
7	Четырехэтажные дома							



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	8 подъездные	2	Занято 2 лестничные клетки	93	173 ,5	31	0,2	177
	4 подъездные	2	1 дом занят 1 подъезд(Черны й Дракон)	36	111	25	0,2	113
	Феликс	1	3 подъезда	480 м2	417	17	0,2	480
8	Трехэтажные дома							
	4 подъездные	6	6 домов по 47 кв.(занято по 1 кв.)	282	125	23	0,2	127
	3 подъездные	1	12 жилых кв.	12	103	20	0,2	105
	Весна	1	Офис 1 подъезд		149	37	0,25	154
	Сова	1	Казино,2 входа		84	36	0,43	91
	Композиция	1	Офисная мебель 1 вход		298	223	0,75	372
	ОАО Импекс банк	1	1 вход		23, 5	13	0,57	27
9	Двухэтажные дома							
	4 подъездные	2	1 дом занята 1 кв.	7	50	10	0,2	51
	3 подъездные	2	1 дом занят 1 этаж под магазин	24	114	23	0,2	116
	Контур	1	Бытовая техника		72	54	0,8	90
10	Гаражи	59	20 гаражей для 12 машин. 39 гаражей для 1-й		59	29,5	0,2	65

2.1.1 Расчет электрических нагрузок общественно – коммунальных и жилых зданий потребителей

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

Электропотребление потребителей селитебных зон рассматривается для двух уровней: квартиры с электрическими плитами и газифицированные квартиры. Расход определяется электроосвещением и работой

электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.). Расчет электрических нагрузок производится методом представленным в [1].

Расчетная нагрузка жилого дома ( $P_{р.ж.д.}$ ) определяется по формуле:

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

где  $P_{к.в.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 2.1.1. содержащейся в [1] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;  $n$  – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot tg\varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других сантехнических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса по табл 2.1.3. [1];

$$P_{ст. у} = k_c \sum_1^n P_{ст. у}, \quad (3)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса силовых электродвигателей,  $k_c = 0,9$ .

Так например, для жилого дома имеющего сто квартир расчетная нагрузка определяется с учетом  $P_{ст. у}$  и коэффициента участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равному 0,9:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n + 0,9P_{ст. у} \quad (4)$$

$$P_{р.ж.д.} = 3 \cdot 110 + 0,9 \cdot 1,8 = 330,8 \text{ кВт},$$

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

$$Q_{\Sigma жд} = 330,8 \cdot 0,203 = 67,15 \text{ квар.}$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии табл 2.2.1. [1] удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

Например, расчетная нагрузка школы на 500 учащихся определяется:

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot n \quad (6)$$

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

$$Q = P_{зд.} \cdot tg \varphi \quad (7)$$

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

где  $n$  – количество мест (учащихся) на которое рассчитана школа,

$P_{зд.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка школы.

В таблице представлен фонд зданий жилого и коммунально-бытового сектора и прочие сооружения различного типа и их характеристики (количество, этажность, удельная нагрузка и расчетные мощности), а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка.

### 2.1.2 Расчет уличного освещения

Качественное уличное освещение повышает производительность зрительного аппарата и существенно влияет на снижение числа аварий. Установлено, что общее количество ДТП может быть уменьшено на 30%, а число происшествий на дорогах государственного значения и в зонах особой опасности (например, на перекрестках) — на 45%. Такие результаты показывает другое исследование МКО, обобщающие выводы, полученные по всему миру в результате экспериментов по взаимосвязи наружного уличного освещения и аварийности на дорогах. Удвоение средней яркости дорожного покрытия значительно снижает число ДТП в темное время суток. Это отчетливо продемонстрировали эксперименты, проведенные по заказу министерства транспорта Германии на десяти участках дорог в шести крупных городах. Количество ДТП удалось снизить на 28%. Аварий с участием

пешеходов, велосипедистов и мотоциклистов стало меньше на 68%, а несчастных случаев - на 45%.

Правильно спланированное, качественное уличное освещение также способствует предотвращению преступных действий. Практика показывает, что акты насилия и преступления против собственности в основном происходят в темных уединенных местах, где совершающие подобные деяния чувствуют себя наиболее комфортно, так как в подобных условиях их трудно разглядеть и запомнить, а потенциальные жертвы практически беспомощны. Более высокий уровень горизонтальной освещенности, сопровождаемый также повышением вертикальной освещенности в зонах с присутствием пешеходов, способствует лучшему визуальному восприятию пространства. Подозрительные перемещения окружающих становятся заметны с дальнего расстояния, а приметы и намерения приближающихся людей различаются четче. Быстрое и ясное понимание ситуации дает нам больше времени на подготовку к опасности и адекватным ответным действиям. Многочисленные исследования показали, что улучшение уличного освещения приводит к резкому спаду ночной преступности. Они также подтверждают, что более высокий уровень уличного освещения придает жителям города большее ощущение безопасности, что косвенно способствует дружелюбной атмосфере в городе и повышает качество жизни в нем.

В Российской Федерации уличное освещение регламентируется как федеральными, так и местными (региональными) строительными нормами и правилами, причем последние не могут быть снижены по сравнению с первыми. В настоящее время действует федеральный документ СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное уличное освещение», введенный в действие в 1996 году. В Москве руководящим документом для проектирования уличного освещения являются московские городские строительные нормы МГСН 2.06-99 «Естественное, искусственное и совмещенное освещение», разработанные на основе СНиП 23-05-95 и действующие с 1999 года.

Для уличного освещения и дорог с автомобильным движением нормируется яркость дорожного покрытия в направлении линии зрения водителей, а в остальных случаях - горизонтальная освещенность. Предусмотрены также требования к равномерности распределения нормируемых характеристик (в ряде случаев) к вертикальной и средней полуцилиндрической освещенности. Детально предписываются также характеристики освещения автомобильных тоннелей, в том числе допустимая скорость спада освещенности от портала к внутренней части. Московские нормы регламентируют также световое загрязнение жилых домов.

Критерии экономичности наружного освещения представлены в отечественных нормах рекомендацией по использованию натриевых ламп высокого давления и люминесцентных ламп (в силу особенностей российского климата - только в закрытых пространствах). Экономия электроэнергии в ночные часы допускается осуществлять как за счет снижения мощности всех ламп по аналогии с рекомендацией 01ГЧ, так и при полном отключении не более половины светильников (полное отключение двух расположенных подряд опор запрещается). При этом сохраняется прежний уровень освещенности. Экономия средств в данном случае происходит за счет снижения как капитальных, так и эксплуатационных затрат.

Современные светотехнические технологии окупаются не только за счет уменьшения энергопотребления. Их использование позволяет минимизировать и остальные составляющие эксплуатационных расходов. Например, применение источников света с большим сроком службы сокращает ежемесячные затраты на приобретение новых ламп взамен перегоревших. Кроме этого, экономятся и средства на работы по замене ламп. Качественные светильники и крепежные элементы, сделанные из адекватных материалов, проще обслуживаются и требуют менее серьезного контроля в течение всего срока службы. За счет всех этих особенностей интервал между работами по массовому обслуживанию уличных светильников может быть увеличен вдвое и

составит четыре года. Таким образом, по сравнению с обслуживанием устаревшего оборудования текущие затраты снижаются вдвое.

При изучении рассматриваемой темы с экологической точки зрения наибольшее внимание принято уделять потребляемому объему электроэнергии. На практике оказывается, что он сравнительно невелик. Несмотря на это, уличное освещение становится все более энергоэффективным. В течение последних лет доля электроэнергии, идущая на уличное освещение (кроме освещения частных жилищ), снизилась на 1,5% до уровня 6,2% благодаря использованию энергоэкономичных ламп и более эффективным технологиям, внедряемым в новых и модернизированных осветительных установках. Снижение уровня энергии, потребляемого уличным освещением, невозможно без применения энергоэффективных уличных фонарей. Основу таких систем составляют лампы с большим сроком службы и высокой световой отдачей, представляющей собой отношение вырабатываемого светового потока в люменах к электрической мощности в ваттах. Чем выше такое соотношение, тем больше света создается лампой на единицу мощности и лучше энергетический баланс лампы. Другая важная составляющая эффективной системы - экономичный наружный светильник с минимальными внутренними потерями света. Уличный светильник должен оборудоваться оптической системой, направляющей свет строго на требуемую поверхность. А воспользоваться преимуществами экономичных ламп и наружных светильников в полной мере поможет электротехническая и пускорегулирующая аппаратура с малыми внутренними потерями.

Яркость нормируется практически для всех дорог с автомобильным движением. Этот параметр зависит от расположения наблюдателя, геометрии уличного фонаря, коэффициента отражения дорожного покрытия, светового потока ламп и светораспределения наружных светильников. Яркость рассчитывают для участков дороги со стандартизованными параметрами.

Для улиц местного значения и проездов в жилых кварталах в качестве нормы применяется освещенность, так как в этом случае нельзя

стандартизовать ни геометрию дороги, ни положение наблюдателя. Для оценки наружного освещения выбрана горизонтальная освещенность покрытия тротуаров и проезжей части. При наличии большого потока пешеходов дополнительно нормируются вертикальная и средняя полуцилиндрическая освещенность.

Пешеходные зоны и городские площади и их наружное освещение.

Помимо своего основного назначения, наружное освещение в этих местах выполняет еще и эстетическую функцию. Городские фонари, гармонирующие с окружающей архитектурой, создают особую городскую атмосферу. Несмотря на это обстоятельство, безопасность не стоит приносить в жертву эстетике. Свет должен также способствовать предотвращению преступности и помогать пешеходам заблаговременно обнаруживать потенциальные опасности.

Датчики перемещения людей на этажах подъезда, движения автомобилей позволяют уменьшить/увеличить освещенность по мере необходимости.

Красиво освещенные пешеходные зоны города привлекают больше людей и тем самым способствуют коммерческому успеху местных магазинов и ресторанов. Данный эффект сохраняется и в светлое время суток при помощи декоративного оформления светильников и опор старого или современного дизайна, подходящих по стилю к архитектуре домов. Дополнительно может использоваться и заливающее освещение. Средняя горизонтальная освещенность в зонах перемещения пешеходов должна составлять 5 лк. Около крупных магазинов, привлекающих много людей, ее следует удвоить. В местах пересечения пешеходных зон и улиц с умеренным автомобильным движением требуется освещение, аналогичное пешеходным переходам (вертикальная освещенность 40 лк). Дополнительным преимуществом высокой вертикальной освещенности является ее вклад в предотвращение преступных действий на улице.

Интеллектуальные системы уличного освещения

На уличное освещение расходуется около 40 % от общего энергопотребления города. Использование интеллектуальных систем

управления уличным освещением позволяет сократить энергетические и эксплуатационные расходы. Уменьшение энергопотребления в размере 30–50 % важно не только в экономическом плане – это реальный вклад в решение проблемы изменения климата и эффективного использования ресурсов.

Современный мегаполис потребляет огромное количество энергии. В городе средних размеров около 40 % общего расхода энергии приходится на освещение, которое помимо функционального освещения улиц и автострад включает в себя также декоративное освещение архитектурных памятников. Растущие цены на энергию и экологические факторы вынуждают города искать инновационные решения для использования более энергоэффективного уличного освещения. В странах Европейского Союза такие проекты поддерживаются растущим числом экологических стандартов, требующих сокращения применения продуктов, приводящих к выбросам тяжелых металлов. Так, например, чтобы сократить расходы энергии и уменьшить, таким образом, вредное влияние на экологию, в Европе было разработано новое законодательство, предписывающее применение электронных дросселей в системах уличного освещения.

Оптимальным решением проблемы, учитывающим и экологический, и экономический факторы, является применение интеллектуальных систем для управления уличным освещением: такие системы, как, например, системы управления на базе технологии LonWorks, позволяют одновременно измерять, анализировать и снижать потребление энергии. Сеть управления уличным освещением на базе таких технологий представляет собой открытую систему с возможностью расширения, обеспечивающую коммуникацию между составляющими ее приборами независимо от их производителя. Кроме того, благодаря таким технологиям возможны удаленные мониторинг и управление теперь уже «интеллектуальной» системой, что значительно снижает расходы на техническое обслуживание, а также сокращает время, требующееся для проведения ремонтных работ (можно рассчитать суммарную продолжительность горения светильников и локализовать, таким образом,



возможность выхода светильника из строя), что не менее важно, т. к. безупречно действующее уличное освещение повышает безопасность жителей города.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется исходя из следующих значений:

- магистральные улицы районного значения - 30-50 кВт/км погонной длины проездов;
- улицы местного значения, улицы жилых районов – 7-10 кВт/км погонной длины проездов;
- внутренние проезды, аллеи на территории микрорайонов – 3,5 кВт/км погонной длины;
- внутриквартальные территории – 1,2 кВт/км погонной длины.

$$P_{но} = 10 \cdot l, \quad (8)$$

где  $l$  – погонная длина, км.

Нагрузка освещения улицы Свободная вдоль квартала:

$$P_{но} = 10 \cdot 0,8 = 8 \text{ кВт}$$

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу

Таблица 3 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{но.}$ кВт
1	2	3	4
Октябрьская	0,642	7	4,494
пер. Технический	0,642	7	4,494
Политехническая	0,642	7	4,494
Чайковского	0,642	7	4,494
Ломоносова	0,720	7	5,04
Чехова	0,720	7	5,04
Свободная	0,720	7	5,04

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Северная	0,480	7	3,36
Итого	-	-	36,38

Определяем нагрузку внутриквартального освещения отдельно для каждой ТП. Результаты расчетов сводим в таблицу.

Таблица 4 - Расчет внутриквартального освещения

Номер ТП	Нагрузка, кВт	Номер ТП	Нагрузка, кВт
1	2	3	4
1	24	6	36
2	36	7	29
3	29	8	36
4	29	9	29

Для городских дорог с норма средней освещенности 4 лк, рекомендуются светильники РКУ - 250 с  $\cos\varphi = 0,78$ , удельная мощность 5,5 Вт / м.

Полная расчетная мощность потребителей с учетом нагрузки уличного освещения рассчитывается как:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.осв})^2 + (Q_p + Q_{p.осв})^2}, \quad (9)$$

где  $P_p$  и  $Q_p$  – соответственно активная и реактивная расчетная нагрузка;

$P_{p.осв}$  и  $Q_{p.осв}$  - соответственно активная и реактивная расчетная нагрузка осветительных установок, принимается из табл. 2, с учетом коэффициента мощности  $\text{tg}\varphi = 0,8$ .

Таким образом, активная ( $P_{p_{\Sigma}}$ ), реактивная ( $Q_{p_{\Sigma}}$ ) и полная мощность с учетом прогнозируемого роста электрических нагрузок потребителей на 5-10 лет, принимаемого 15%, составляет:

$$P_{p_{\Sigma}} = 17996,38 \text{ кВт},$$

$$Q_{p_{\Sigma}} = 6825,641 \text{ квар},$$

$$S_P = 19247,313 \text{ кВА.}$$

## 2.2 Расчёт нагрузок проектируемого жилого комплекса «Чайка»

Расчетная нагрузка жилого дома ( $P_{р.ж.д.}$ ) определяется по формуле:

$$P_{к.в.} = P_{к.в.уд} \cdot n, \quad (10)$$

где  $P_{к.в.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 2.1.1. содержащейся в [1] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;  $n$  – количество квартир, присоединенных к линии.



Рисунок 2 – Проектируемый жилой комплекс «Чайка»

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot \operatorname{tg} \varphi \text{ квар.} \quad (11)$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других сантехнических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса по табл 2.1.3. [1];

$$P_{ст.у} = k_c \sum_1^n P_{ст.у}, \quad (12)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса силовых электродвигателей,  $k_c = 0,9$ .

Так для жилого дома расчетная нагрузка определяется с учетом  $P_{ст.у}$  и коэффициента участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равному 0,9:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n + 0,9P_{ст.у} \quad (13)$$

$$P_{р.ж.д.} = 3 \cdot 298 + 0,9 \cdot 4 = 900 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot tg\varphi \quad (14)$$

$$Q_{\Sigma жд} = 900 \cdot 0,4 = 360 \text{ квар.}$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии табл 2.2.1. [1] удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

В таблице представлен фонд зданий жилого комплекса, а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка.

Таблица 5 - Экспликация зданий и сооружений

Наименование	P, кВт	Q, кВар	tg φ	S (для одного дома), кВА
1	2	3	4	5
Жилой дом 18 этажей (4 дома согласно проекта)	900	360	0,4	970
магазин 2 эт.	103,5	41,4	0,4	120
закрытая стоянка	50	20	0,4	53



Таблица 6 – Результаты контрольных замеров 2019 года

Подстанция	Тр-р	МВА	лето 2019		зима 2019	
			нагрузка, МВА	загрузка, %	нагрузка, МВА	загрузка, %
ПС 110 кВ Сетевая	T1	40	7,6	18,96	13,8	34,40
	T2	40	20,5	51,22	32,4	81,06
ПС 35 кВ Металлист	T1	10	1,24	12,45	2,67	26,72
	T2	10	1,50	15,01	2,27	22,74
	T3	10	0,03	0,29	0,03	0,33

Таблица 7 – Результаты контрольных замеров 2020 года

Подстанция	Тр-р	МВА	лето 2020		зима 2020	
			нагрузка, МВА	загрузка, %	нагрузка, МВА	загрузка, %
ПС 110 кВ Сетевая	T1	40	6,2	15,48	13,3	33,18
	T2	40	26,7	66,67	40,7	101,76
ПС 35 кВ Металлист	T1	10	1,26	12,61	3,11	31,11
	T2	10	1,22	12,24	2,49	24,93
	T3	10	0,05	0,53	0,03	0,31

Из приведённых результатов контрольных замеров 2019 и 2020 гг видно, что на ПС Металлист максимальная загрузка трансформаторов не превышает 25%, а на ПС Сетевая зимой 2020 трансформатор №2 был загружен более чем на 100%.

#### 4 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения проектируемого жилого комплекса необходимо обеспечить два независимых источника питания, поскольку многоэтажные жилые дома с электропищеприготовлением относят к 1 категории надёжности. При выборе двух независимых источников необходимо, чтобы напряжение низкой стороны было одинаковым. Таким образом возможно обеспечить электроснабжение от пары подстанций по 10 кВ - ПС Металлист и ПС Сетевая.

Выбор номинального напряжения распределительной сети осуществляется исходя из следующих условий.

Поскольку высоковольтная нагрузка 6 кВ в проектируемом жилом комплексе отсутствует, принимаем напряжение высоковольтной сети – 10 кВ. Тогда электроснабжение жилого комплекса будет осуществляться от ПС Металлист и ПС Сетевая.

Для электроснабжения проектируемого жилого комплекса, а также уже существующих электроприёмников в районе проектирования необходимо спроектировать РП-10 кВ.

## 5 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

### 5.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

При кабельных линиях напряжением 0,38 кВ целесообразна работа петлевых схем без их размыкания, так как в таких случаях практически совпадают естественное и соответствующее минимуму потерь электроэнергии (вследствие преобладания активных сопротивлений линий) потокораспределения. Но в таком случае необходимо включение разделительного плавкого предохранителя в цепи наименее нагруженной линии. Номинальный ток такого предохранителя выбирается на две-три ступени меньше, чем у предохранителей головных участков петлевой линии. В таких схемах экономически целесообразное потокораспределение принимается за расчетное.

### 5.2 Определение расчетных мощностей на участках линий

Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетные мощности на участках линий 0,4 кВ определяются путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей. Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здание и сооружения представлены в табл. 1. Суммирование нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности работы потребителей. Если суммируемые нагрузки не отличаются по величине друг от друга более чем в четыре раза, то расчетные мощности участка определяются по формулам:

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot n \cdot P_{уст\ K_{\partial}}, \quad (15)$$

$$P_{в} = K_{\partial} \cdot n \cdot P_{уст\ K_{в}}, \quad (16)$$



где  $K_o$  - коэффициент одновременности, зависящий от количества потребителей;

$K_d, K_v$  – коэффициенты дневного и вечернего максимума .

$P_{уст}$  – установленная мощность потребителя, кВт;

Коэффициенты дневного и вечернего максимумов принимаются для производственных потребителей  $K_d = 1; K_v = 0,6$ ; для бытовых потребителей  $K_d = 0,6; K_v = 1$ ; для смешанной нагрузки  $K_d = K_v = 1$  .

Суммирование нагрузок участков линий с разнородными потребителями или отличающихся по величине более чем в четыре раза производится по таблице.

Полные расчетные мощности на участке линии определяются по формулам:

$$S_d = \frac{P_d}{\cos \varphi_d}, \quad (17)$$

$$S_v = \frac{P_v}{\cos \varphi_v}. \quad (18)$$

Расчетные реактивные мощности определяются по следующим формулам:

$$Q_d = P_d \cdot \operatorname{tg} \varphi_d, \quad (19)$$

$$Q_v = P_v \cdot \operatorname{tg} \varphi_v \quad (20)$$

В таблице ниже представлены расчетные мощности в линиях ТП.

### **5.3 Выбор площади сечений и количества линий**

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p.m.} = \frac{S_{p.l.}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (21)$$

где  $S_{p.l.}$  - расчетная нагрузка линии из таблицы 5, кВА;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется из таблицы сечение линий и проверяется по потере напряжения.

Потерей напряжения называется разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (22)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток,

$L$  - длина линии в км,

$U_{ном}$  - номинальное напряжение,

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Расчетный ток для ТП 500А определяется:

$$I_{p.m.} = \frac{S_{p.l.}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} \quad (23)$$

$$I_{p.m.} = \frac{62,1}{0,38\sqrt{3}} = 93,15 \text{ А}$$

Выбирается кабель сечением фазных проводов 120 мм<sup>2</sup> и сечением нулевого провода – 75 мм<sup>2</sup>.

Выполняется проверка по потере напряжения:

$$\Delta U = 93,15 \cdot 0,09 \cdot \frac{\sqrt{3}}{380} \cdot (0,5 \cdot 0,8 + 0,03 \cdot 0,6) 100 = 0,538 \%$$

Данные расчетов по всем ТП района сводятся в таблицу.

Таблица 8 - Отклонение напряжения в линиях 0,4

№ ТП	№ лин.	S <sub>p</sub> , кВА	I <sub>п.ав</sub> , А	Марка провода	Сечение мм <sup>2</sup>	L, км	ΔU %
1	2	3	4	5	6	7	8
215	1	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
	2	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
	3	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
500А	1	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
234	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
235	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
500Б	1	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
500В	1	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
236	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
500Г	1	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
240	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712

## 6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

Трансформаторные подстанции 10(6)—20/0,38 кВ выполняются с одним и двумя понижающими трансформаторами. Одно трансформаторные ТП по требованиям надежности электроснабжения могут применяться как в жилых районах малоэтажной застройки, так и при зданиях до 16 этажей. Вместе с тем, при зданиях девять этажей и более, может быть экономически обоснованным применение двух трансформаторных ТП с трансформаторами мощностью по 400 или 630 кВА. При жилых зданиях 17 этажей и выше и наличии крупных общественных зданий, относящихся к первой категории, по требованиям надежности электроснабжения должны применяться ТП мощностью 2 x 630 кВА (10(6)—20 кВ) и в отдельных случаях 2 x 500БВА.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

К I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушить важные элементы городского хозяйства, нанести значительный ущерб народному хозяйству. В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты, эвакуационное и аварийное освещение домов высотой более 18 этажей.

К 1 категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности работы которых зависит жизнь больных.

На территории квартала в районе проектируемой РП к электроприёмникам 1 категории относятся жилые дома высотой 18 этажей.

Ко 2 категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. В районе проектируемой РП на территории квартала к электроприёмникам 2 категории относятся дома высотой 5 этажей с электропищеприготовлением.

К 3 категории относятся все остальные электроприемники, не вошедшие в определение 1 и 2 категорий.

К электроприёмникам 3 категории, присоединённым к проектируемым ТП на территории квартала, относятся жилые дома высотой 4-5 этажей.

Рекомендуется применять унификацию номинальных мощностей трансформаторов, устанавливаемых в проектируемом районе города. ТП размещаются в центрах нагрузок потребителей, питающихся от них, но с учетом условий пожарной безопасности, требований градостроительства и наличия подъездных дорог.

В таблице сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения, в соответствии с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

### **6.1 Расчёт числа и мощности трансформаторов на ТП**

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{ртп}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (24)$$

где  $K_3$ - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

$N$  – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{зф} = S_p / (S_{нтр} \cdot N) \leq K_3. \quad (25)$$

Для ТП 215 фактический коэффициент загрузки составляет:

$$K_{зф} = \frac{650}{630 \cdot 2} = 0,52$$

Нагрузочная способность выбранных трансформаторов проверяется по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных подстанций определяется:

$$K_{з п/ав} = S_p / S_{нтр} \leq 1,4. \quad (26)$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора на ТП 215 составит:

$$K_{зп/а} = \frac{650}{630} = 1,03$$

По формулам проверяется мощность выбранных трансформаторных подстанций с коммунально-бытовыми потребителями. Результаты расчетов и выбранные мощности и трансформаторы заносятся в таблице.

Таблица 9 - Выбор трансформаторов на ТП

№ ТП	$S, \text{кВА}$	$N \text{ тр.}$	$K_3$	$S_{нтр}, \text{кВА}$	$K_{зф}$	$K_{з п/ав}$
1	2	3	4	5	6	7
215	650	2	0,75	630	0,52	1,03

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
500А	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
234	760	2	0,75	630	0,6	1,21
235	760	2	0,75	630	0,6	1,21
500Б	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
500В	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
236	760	2	0,75	630	0,6	1,21
500Г	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
240	760	2	0,75	630	0,6	1,21

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

Таблица 10 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	$U_k$ , %	$I_x$ , %
1	2	3	4	5	6
215, 234, 235, 236, 240	ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
500А, 500Б, 500В, 500Г	ТМ-1000/10	3,3	11,6	5,5	3

## 6.2 Выбор схемы и конструкции ТП

ТП 10(6)—20 кВ в отечественной практике обычно выполняются в виде отдельно стоящих сооружений. Перспективными конструкциями ТП являются:

- 1) специальные конструкции компактных ТП, основанные на применении специализированной аппаратуры и изоляции (элегаз, твердые смолы, сшитый полиэтилен и др.);
- 2) комплектные, индустриального типа;
- 3) в обоснованных случаях встроенные в жилые и общественные здания.

В районах малоэтажной застройки (один—четыре этажа) для питания силовых и осветительных нагрузок промышленных, городских и поселковых сетей могут применяться одно трансформаторные ТП с трансформаторами мощностью от 63 до 400 кВА.

Схема подстанций приведена на рисунке ниже.



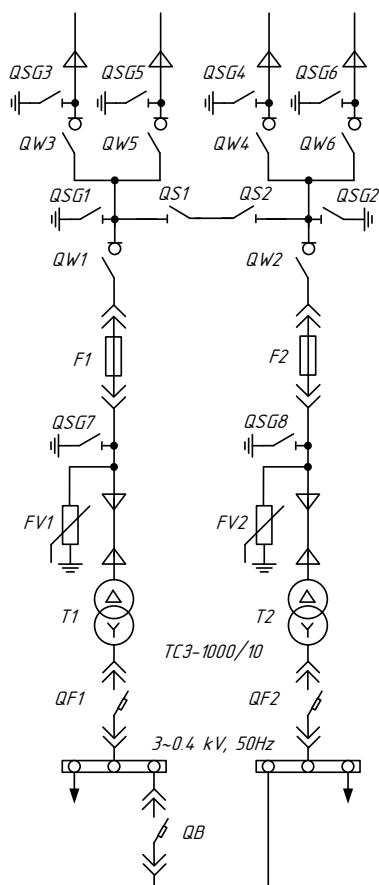


Рисунок 4 – Схема трансформаторной подстанции

Применяем к установке блочные комплектные трансформаторные подстанции тупикового (проходного) типа в железобетонном корпусе 2БКТП. Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки, мощностью изготавливаются от 25 до 1000 кВА блочного исполнения (в железобетонном корпусе), предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50Гц напряжением 10/0,4 кВ.

2БКТП изготавливается в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и схемам главных и вспомогательных цепей, утвержденными в установленном порядке.

БКТП представляет собой закрытое помещение выполненное из железобетонных стеновых плит, установленных на железобетонном основании и соединенных между собой методом сварки специальных закладных

площадок. Имеются металлические двери с каждой обслуживаемой стороны. Все двери снабжены внутренними замками под спецключ и петлями под наружные навесные замки. Крыша подстанции может быть выполнена железобетонной или цельнометаллической. В помещениях располагаются: отсек УВН, выполненный в виде ячеек типа КСО с коммутационными аппаратами 6 кВ, отсек РУНН, выполненный в виде панели ПСН или секции из ячеек типа ЩО-70, отсек силового трансформатора, открытые ошиновки 0,4 и 6 кВ. Для осмотра состояния предохранителей и разъединителя, без снятия напряжения, предусмотрено смотровое окно на технологической двери вводной ячейки. В отсеках РУНН также расположены: аппаратура защиты, учета и управления, наружного освещения, обогрева, собственных нужд [7].

Ввод силовых кабелей осуществляется через кабельный блок, имеющий по торцам круглые отливы, что позволяет прокладывать кабели в асбоцементных трубах и их последующую заделку. В основании БКТП имеются люки, обеспечивающие возможность доступа в кабельный блок. В кабельном блоке, под трансформатором, устанавливается металлический бак для аварийного сброса масла, для сухих трансформаторов бак не нужен.

Учет расхода активной энергии производится на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников (возможна установка счетчиков для учета реактивной энергии, а также электронных, двухтарифных, персонализированных по отходящим линиям, либо учет по высокой стороне). Для обеспечения нормальной работы электросчетчиков при температуре окружающей среды ниже 0 °С, предусмотрен их обогрев.

#### Определение потерь мощности в трансформаторах

Потери напряжения в трансформаторах мощностью 630 кВт двух трансформаторных ПС определим по справочным данным. Справочные данные сводим в таблицу.

Таблица 11 - Справочные данные

ТП	Марка	$\Delta P_T$ кВт	$\Delta Q_T$ , кВт
1	2	3	4
Двухтрансформаторная ТП	ТМ - 1000/10	5,5	30
Двухтрансформаторная ТП	ТМ - 630/10	3,36	36

### 6.3 Определение места расположения ТП

Трансформаторные подстанции наиболее целесообразно располагать в центре электрических нагрузок. Но размещение ТП во дворе не всегда удобно при обслуживании подстанции, затрудняет подъезд транспорта, центр электрических нагрузок может попасть на уже имеющиеся построенные здания. В конечном счете, трансформаторная подстанция может портить внешний вид двора. Поэтому целесообразно располагать ТП по периметру проектируемого квартала, так как данное расположение исключает отстройку дополнительной территории для проезжей части к ТП.

## 7 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна поскольку возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ. В соответствии с инструкцией компенсация реактивной мощности для потребителей не предусматривается.

## 8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ 10 кВ

### 8.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

В качестве распределительной сети выбираем схему, представленную двумя петлями.

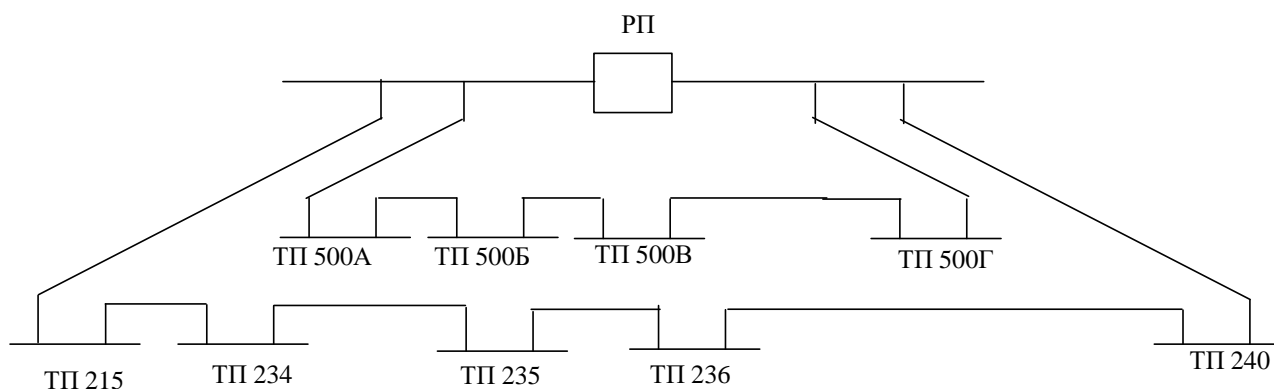


Рисунок 5 - Структурная схема распределительной сети (2 петли)

Произведем расчет схем распределительной сети, представленной двумя петлями для РП.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P \max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (27)$$

Для участка сети РП – 500А расчётный ток определяется:

$$I_{P \max} = \frac{1380}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2019,59 \text{ А}$$

Результаты расчета сведем в таблицу.

Таблица 12 – Расчет схемы

Участок сети	$L$ , км	$I_p$ , А	$S_{\text{присоединённая}}$ , кВА	$S_p$ , кВА
РП – 500А	0,1	2019,59	1624	1380
РП – 215	0,1	1395,99	1113	946
РП – 215	0,1	1873,10	1563	1329
РП – 500В	0,1	2019,59	1624	1380
РП – 240	0,4	1406,75	1175	999
РП – 500Г	0,4	3267,92	2823	2258

## 8.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P\max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (28)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току.

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп. табл.} \cdot K_n \cdot K_Q. \quad (29)$$

где  $K_n$  – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

$K_Q$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

В нормальном режиме наибольший ток определяется как:

$$I_{нб} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos\varphi}, \quad (30)$$

где  $P_p$  – активная нагрузка питающего КТП кабеля, кВт;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos\varphi$  - коэффициент мощности.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{доп} \geq I_{нб}. \quad (31)$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля, с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$K_{ав} = 1,35 I_{доп} \geq I_{нб \cdot ав}. \quad (32)$$

Для участка сети РП – 500А наибольший ток равен:

$$I_{нб} = \frac{552}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,4} = 201,59$$

Определяем длительно допустимый ток для КЛ, т.е. исходя из расчетного тока, выбираем длительно допустимый ток.

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблице .

Таблица 13 - Выбор сечения и марки кабельных линий 10 кВ для РП

Участок сети	L, км	Sp, МВА	I <sub>p</sub> , А	Марка КЛ
1	2	3	4	5
РП – 500А	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
РП – 215	0,1	0,946	139,99	ААБ 3х120
РП – 215	0,1	1,329	187,10	ААБ 3х120
РП – 500В	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
РП – 240	0,4	0,999	140,75	ААБ 3х120
РП – 500Г	0,4	2,258	326,92	ААБ 3х120
ТП 500А - ТП 234	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
ТП 1000К - ТП 235	0,1	0,861	129,45	ААБ 3х120
ТП 1000К - ТП 500В	0,1	0,993	140,99	ААБ 3х120
ТП 215 - ТП 500В	0,1	1,364	196,32	ААБ 3х120
ТП 500Г - ТП 500В	0,1	1,329	193,11	ААБ 3х120
ТП 500Г - ТП 236	0,1	0,934	138,13	ААБ 3х120

## 9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ

В данной части производится расчет эффективности инвестиций в проектируемую сеть 10 кВ от РП. Для расчёта экономической эффективности инвестиций, т.е. для достижения поставленной цели в данном дипломном проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии по проектируемой сети, рассчитать полезный отпуск электроэнергии, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций, рассчитать срок окупаемости, выполнить бизнес планирование проекта.

### Перечень оборудования

Основной задачей дипломного проекта является проектирование сети 10 кВ и технико-экономическое обоснование решений, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электроэнергией.

Основные параметры: напряжения и мощности в узлах, токи и перетоки мощности на линиях определены в основной части проекта.

Суммарная длина кабельных линий 10 кВ и 0,4 кВ, применяемых при проектировании распределительной сети, показана в таблицах.

Таблица 14 – длина кабельных линий 0,4 кВ

Марка кабеля	Длина линии, км	Стоимость, тыс.руб/км	Общая стоимость, тыс. руб
АПвЭв 3*240 + 90	0,504	456,12	229,884
АПвЭв 3*120 + 75	3,664	247,8	907,939

Таблица 15 – длина кабельных линий 10 кВ

Марка кабеля	Длина линии, км	Стоимость, тыс.руб/км	Общая стоимость, тыс. руб
АПвЭв (3*120)	1,8	281,4	506,52

В районе проектируемой РП производится установка 9



двухтрансформаторных ТП 10/0,4 кВ. Общее количество трансформаторов указано в таблице.

Таблица 16 - Общее количество трансформаторов на ТП

Марка трансформатора	Количество	Стоимость КТП, тыс.руб	Общая стоимость за 5 КТП, тыс. руб
ТМ - 630/10	10	1119,72	5598,6
ТМ - 1000/10	8	1513,16	6052,6

Таблица 17 – Общее число автоматических выключателей 0,4 кВ

Марка выключателя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
2хАВ2М4Н-53-41	6	3460	20760
2хВА51-39	3	3460	10380
ВВ/Tel-10-12,5/630У2	13	5300	68900

Таблица 18 – Общее число разъединителей

Марка разъединителя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
РЛНД 10/400У3	20	162	3240

Таблица 19 – Общее число предохранителей

Тип предохранителя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
ПН2-400	43	110	4730

Цель разработки инвестиционного проекта заключается:

- в возможности запитки большего числа потребителей;
- в увеличении пропускной способности сети;
- в увеличении объёмов сбыта электрической энергии, и соответственно в

получении большей прибыли.

Расчет капитальных вложений

Укрупненные стоимостные показатели распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые подстанции.

Постоянная часть затрат по ТП учитывает стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройства собственных нужд подстанции, аккумуляторной батареи, компрессорной, внутривозвездных и подъездных дорог, средств связи и телемеханики, наружного освещения, ограды и прочих общеподстанционных элементов /табл. 29/ из /13/.

Значение коэффициента инфляции для подстанций и линий, выбирается из укрупненных показателей и численно равны 85 соответственно.

Согласно /8/ выбирается срок службы для электрического оборудования, который равен 20 годам.

Амортизация вычисляется как:

$$I_a = \frac{1}{T_{СИ}} \cdot K, \quad (33)$$

где  $T_{СИ}$  - срок службы оборудования, лет

$K$  – соответствующие капиталовложения, тыс. руб

Капиталовложения в принятый вариант сети рассчитаны на основании данных из основной части дипломного проекта - срок службы объекта, амортизационные отчисления и затраты на ремонт.

Капиталовложения определяются по выражению:

$$K = (K_{ПС} + K_{ЛЛ}) \cdot K_{инф}, \quad (34)$$

где  $K_{ПС}$  – капиталовложения по подстанциям,

$K_{ЛЛ}$  – капиталовложения по линиям,

$K_{инф}$  – коэффициент инфляции (берётся из укрупненных стоимостных показателей электрических сетей).

Капиталовложения по подстанциям:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} + K_{\text{КРУ}} + K_{\text{КУ}} + K_{\text{ПОСТ}} \quad (35)$$

где  $K_{\text{ТР}}$  – стоимость трансформаторов,

$K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость открытых распределительных устройств,

$K_{\text{КУ}}$  – стоимость компенсирующих устройств,

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на строительство кабельных линий КЛ:

$$K_{\text{КЛ}} = \Sigma(k_{\text{уд}} \cdot l), \quad (36)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – стоимость одного километра кабельной линии,

$l$  – длина кабельной линии.

Издержки находятся по формуле:

$$И = И_{\text{ор}} + И_{\text{ам}}, \quad (37)$$

где  $И_{\text{ор}}$  – издержки на обслуживание и ремонт,

$И_{\text{ам}}$  – издержки на амортизацию,

Издержки на обслуживание и ремонт:

$$И_{\text{ор}} = K \cdot \alpha_{\text{ор}} \quad (38)$$

где  $\alpha_{\text{ор}}$  – нормоотчисления на обслуживание и ремонт, равны: для кабельных линий - 0,008, для подстанции – 0,059.

Издержки на амортизацию:

$$И_{\text{ам}} = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (39)$$

где  $T_{\text{сл}}$  – срок службы оборудования, принимается равным 20 лет.

Капиталовложения составляют:

$$K = 16074,58 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки на обслуживание и ремонт:

$$И = 1752,13 \text{ тыс.руб}$$

Среднегодовые затраты для спроектированной сети определяются по формуле:

$$З = E \cdot K + И, \quad (40)$$

где  $E$  - норма дисконтирования, равная 0,1;

$K$  – капиталовложения;

$И$  – издержки.

Для спроектированной сети затраты составляют:

$$З = 3359,59 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 20 – Стоимость потерь электроэнергии

	Потери, МВт*ч,	Стоимость, тыс. руб/МВт*ч	Стоимость, тыс. руб.
линии	0,332	1,279	0,4246
трансформатор	0,768	1,279	0,9823
ИТОГО			1,4069

Т.о. зная суммарные затраты на ремонт по линиям и подстанциям, и величину стоимости потерь, можно определить численное значение эксплуатационных издержек.

Результаты расчета сводятся в таблицу.

Таблица 21 – Суммарные капиталовложения в сеть

Параметр	Стоимость всей сети, т. руб, $K_{\Sigma}$	Амортизация т. руб, $I_{a\Sigma}$	Ст-ть потерь, т.руб., $W_{\Sigma}$	Экспл. издержки, т. руб, $I_t$
ИТОГО	16074,58	6092,68	1,4069	17828,1169

Таким образом, после оценки капиталовложений, можно сделать выводы, что предлагаемый инвестиционный проект:

– по наличию экономического эффекта относится к проектам, направленным на подключение новых потребителей (развитие рынка сбыта);

- по видам бизнеса относится к электросетевым объектам распределительных сетей, которые не относятся к ЕНЭС;
- по направлению инвестиций, направлен на новое строительство и расширение действующего предприятия;
- по сроку реализации относится к реализуемым более года;
- по видам финансирования относится к проектам, финансируемым за счёт собственных финансовых средств.

## 10 ВЫБОР СХЕМЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РП К ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

### 10.1 Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП

Выбор сечений жил кабелей питающей сети осуществляется аналогично: по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Длина линий составляет 1,6 км.

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 22 – Расчёт нагрузок

секция №	Сумма максимумов нагрузок ТП, присоединённых к секции РП, кВт норм.реж/п.ав.реж	Допустимый ток в нормальном режиме / расчётный ток, А	Допустимый ток в послеаварийном режиме / расчётный ток, А	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5
1	6256 / 13810	608 / 263	686 / 580	A2X SEY300
2	7554 / 13810	608 / 317	686 / 580	A2X SEY300

### 10.2 Расчёт ЦЭН и выбор места расположения РП

Произведём расчёт места расположения проектируемой РП 10 кВ.

Необходимо установить условное расположение начала координат и масштаб. Определение центра электрических нагрузок будем производить по активной мощности электроприемников.

Центр электрических нагрузок по оси X находится по формуле:

$$X_{ц,э} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * X_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (41)$$

где  $P_{p,i}$  -расчетная эл. нагрузка  $i$ -ого электроприёмника;

$X_i$  -координата по оси X  $i$ -ого электроприёмника.

Центр электрических нагрузок по оси Y находится по формуле:

$$Y_{ц,э} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{p,i} * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{p,i}}, \quad (42)$$

где  $Y_i$  - координата по оси  $Y$   $i$ -ого электроприёмника.

За начало координат принят нижний левый угол карты 3 микрорайона города Благовещенска, начерченный в масштабе 1:2000.

Определим центр электрических нагрузок:

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot X_i = 74589,5 \text{ кВт} \cdot \text{см};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot Y_i = 58741,36 \text{ кВт} \cdot \text{см};$$

$$\sum_{i=1}^n P_{p,i} = 5238,7 \text{ кВт}.$$

Центр электрических нагрузок по оси  $X$  равен:

$$X_{ц,э} = \frac{74589,5}{5238,7} = 14,23$$

Центр электрических нагрузок по оси  $Y$  равен:

$$Y_{ц,э} = \frac{58741,36}{5238,7} = 11,21$$

### 10.3 Выбор схемы и конструкции РП

Распределительный пункт 10 кВ РП характеризуется транзитной мощностью, экономически целесообразное значение которой в современный период составляет 13,810 МВт при напряжении 10 кВ. Основным фактором, определяющим осуществление РП в городских электросетях, является упрощение эксплуатации распределительных электросетей 10 кВ сравнительно с вариантом непосредственного присоединения последних к шинам 10 кВ источника питания – шины 10 кВ ПС Сетевая. При учете только технико-экономических показателей осуществление РП может быть оправданно:

- удаленностью района расположения ТП 10/0,4 кВ от источника питания более 3 км и существенном сокращении протяженности линий распределительной сети 10кВ;

- существенном сокращении количества ячеек выключателей на шинах 10 кВ источника питания – ПС Сетевая.

РП напряжением 10 кВ выполняется в виде отдельно стоящего здания.



## 11 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ

### 11.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме и схеме замещения. Расчет выполним на примере ТП 215.

Сопrotивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}; \quad (43)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение – 0,4 кВ,

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{Тном}} \quad (44)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}. \quad (45)$$

Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 10/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (Z_a + Z_T)}, \quad (46)$$

где  $Z_a$  – сопротивление аппаратуры, принимается  $Z_a = 15$  мОм.

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot 0,87. \quad (47)$$

Затем определяются сопротивления кабельной линии по формулам:

$$X_{кл} = X_0 \cdot L \quad (48)$$

$$R_{кл} = R_0 \cdot L, \quad (49)$$

где  $X_0$ ,  $R_0$  – удельные реактивное и активное сопротивления кабельной линии.

Полное сопротивление кабельной линии находится по формуле:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2} \quad (50)$$

Трехфазный ток в точке КЗ-2, в конце кабельной линии определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л} + Z_{т})} \quad (51)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{ф}}{\left(\frac{Z_{л} + Z_{тр}}{3}\right)}, \quad (52)$$

где  $U_{ф}$  - фазное среднее напряжение,  $U_{ф} = 230$  В

$Z_{л}$  - сопротивление петли "фаза-нуль",

$$Z_{л} = \sqrt{((R_{оф} + R_{он})^2 + (2 \cdot X_0 \cdot L)^2)}, \quad (53)$$

где  $R_{оф}$  - удельное активное сопротивление фазного провода до точки КЗ;

$R_{он}$  - удельное активное сопротивление нулевого провода до точки КЗ;

$Z_{тр}/3$  - 1/3 полного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Если сечение фазного и нулевого проводов одинаково, то  $Z_{л}$  определяется по формуле:

$$Z_{л} = 2 \cdot Z_{л} \quad (54)$$

Приведем в таблице расчет токов КЗ для ТП 215, расчетная схема которой представлена на рисунке, а схема замещения на рисунке.

$$R_{т} = (2,27 \cdot 400^2) / 630^2 = 2,27 \text{ мОм}$$

$$Z_{тр} = (5,5 \cdot 400^2) / (100 \cdot 630) = 13,968 \text{ мОм}$$

$$X_{TP} = \sqrt{13,96^2 + 2,27^2} = 13,938 \text{ МОМ}$$

$$Z_a = 15 \text{ МОМ}$$

$$I_{k1}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 15) = 7,967 \text{ кА};$$

$$I_{k1}^{(2)} = 0,87 * 7,97 = 6,936 \text{ кА}$$

Л-1:

$$X_{Л} = 0,064 \cdot 241 = 15,424 \text{ МОМ}$$

$$R_{Л} = 0,253 \cdot 241 = 60,973 \text{ МОМ}$$

$$Z_{Л} = \sqrt{15,424^2 + 60,973^2} = 62,894 \text{ МОМ}$$

$$I_{k2}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 62,894) = 16,459 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(2)} = 16,459 \cdot 0,87 = 14,319 \text{ кА}$$

$$Z_{Л} = 2 \cdot Z_{Л} = 125,787 \text{ МОМ}$$

$$I_{k2}^{(1)} = 230 / (125,787 + 13,968/3) = 1,018 \text{ кА}$$

Л-2:

$$X_{Л} = 0,064 \cdot 215 = 13,76 \text{ МОМ}$$

$$R_{Л} = 0,253 \cdot 215 = 54,395 \text{ МОМ}$$

$$Z_{Л} = \sqrt{13,76^2 + 54,395^2} = 56,108 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 56,108) = 3,296 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(2)} = 3,296 \cdot 0,87 = 2,868 \text{ кА}$$

$$Z_{Л} = 2 \cdot Z_{Л} = 112,217 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(1)} = 230 / (112,217 + 13,968/3) = 1,136 \text{ кА}$$

Л-3

$$X_{л} = 0,079 \cdot 138 = 10,902 \text{ мОм}$$

$$R_{л} = 0,208 \cdot 138 = 28,704 \text{ мОм}$$

$$Z_{л} = \sqrt{10,902^2 + 28,704^2} = 30,705 \text{ мОм}$$

$$I_{к4}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 30,705) = 5,17 \text{ кА};$$

$$I_{к4}^{(2)} = 5,17 \cdot 0,87 = 4,798 \text{ кА}$$

$$Z_{п} = 2 \cdot 30,705 = 61,409 \text{ мОм}$$

$$I_{к4}^{(1)} = 230 / (61,409 + 13,968/3) = 2,01 \text{ кА}$$

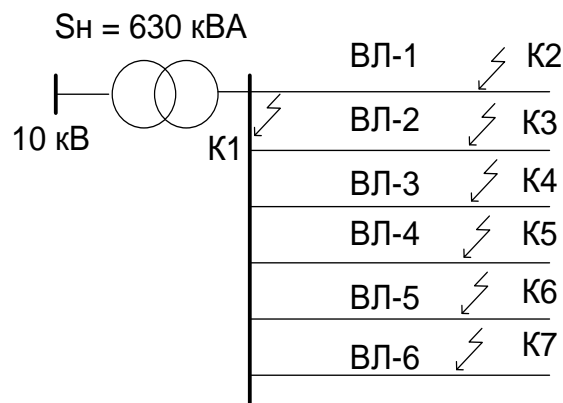


Рисунок 6 - Расчетная схема

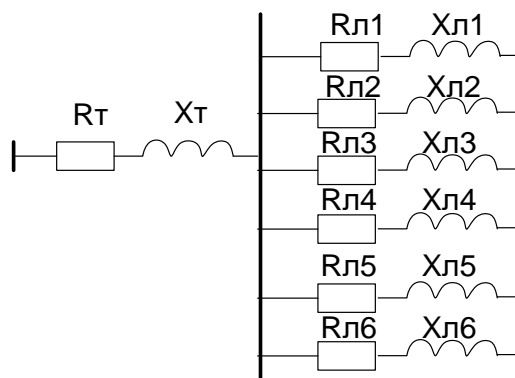


Рисунок 7 - Упрощенная схема замещения

Таблица 23 – Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП 215

Элемент схем	L, м	Удельное сопротивление		Сопротивление, мОм			Токи КЗ, кА		
		$\frac{X_0}{\text{Ом/км}}$	$\frac{R_0}{\text{Ом/км}}$	R	X	Z	$I_k^3$	$I_k^2$	$I_k^1$
Трансформатор 630 кВА		-	-	2,27	13,938	13,968	7,967	6,936	-
Л 1	241	0,064	0,253	60,973	15,424	62,894	16,459	14,319	1,018
Л 2	215	0,064	0,253	54,395	13,76	56,108	3,296	2,868	1,136
Л 3	138	0,079	0,208	28,704	10,902	30,705	5,17	4,798	2,01

## 11.2 Расчет токов короткого замыкания на 10 кВ

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.606$$

Определяем самый короткий участок в петлях. Примем участок РП – ТП215

$$L1 = 0.074 \text{ км}$$

Определим ток на головных участках:  $I=191,5$  А. Выберем кабель с сечением 3\*70 с алюминиевыми жилами.

Активное сопротивление:

$$R1 = 0.447 \text{ мОм/м}$$

Индуктивное сопротивление

$$X1 = 0.082 \text{ мОм/м}$$

Определяем самый длинный участок в петлях. Примем участок РП – ТП234:

$$L_2 = 0.752 \text{ км}$$

Определим ток на головных участках:  $I=257,6$  А. Выберем кабель с сечением  $3*120$  с алюминиевыми жилами.

Активное сопротивление:

$$R_2 = 0.261$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_2 = 0.08$$

Сопротивление кабелей

$$X_{кн1} = L_1 \cdot X_1 \quad (55)$$

$$X_{кн1} = 0.074 \cdot 0.082 = 0.006 \text{ мОм}$$

$$X_{кн2} = L_2 \cdot X_2 \text{ мОм} \quad (56)$$

$$X_{кн2} = 0,752 \cdot 0.08 = 0.06 \text{ мОм}$$

$$R_{кн1} = L_1 \cdot R_1 \text{ мОм} \quad (57)$$

$$R_{кн1} = 0.074 \cdot 0.447 = 0.033 \text{ мОм}$$

$$R_{кн2} = L_2 \cdot R_2 \text{ мОм} \quad (58)$$

$$R_{кн2} = 0,752 \cdot 0.261 = 0.196 \text{ мОм}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для первой точки:

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{кн1} \text{ мОм} \quad (59)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0.606 + 0.006 = 0.612 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{кн1} \text{ мОм} \quad (60)$$

$$R_{\Sigma 1} = 0.033 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2} \text{ мОм} \quad (61)$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{0.612^2 + 0.033^2} = 0.613 \text{ мОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 1}} \quad (62)$$

$$I_{R2} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.613} = 9.901$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} \text{ с} \quad (63)$$

$$T_{a2} = \frac{0.613}{314 \cdot 0.033} = 0.059 \text{ с}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \quad (64)$$

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{0.059}} = 0.844$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 \quad (65)$$

$$K_{уд2} = 1 + 0,844 = 1,844$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{R2} \text{ кА} \quad (66)$$

$$i_{уд} = 1.844 \cdot \sqrt{2} \cdot 9.901 = 25,819 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для второй точки:

$$X_{\Sigma 2} = X_C + X_{кл2} \text{ мОм} \quad (67)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0.606 + 0.06 = 0.666 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{к12} = 0.196 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2} \text{ мОм} \quad (68)$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{0.666^2 + 0.196^2} = 0,695 \text{ мОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} \quad (69)$$

$$I_{R2} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.666} = 9,097$$

Определим постоянную затухания аperiodической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} \text{ с} \quad (70)$$

$$T_{a2} = \frac{0.666}{314 \cdot 0.196} = 0.011 \text{ с}$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \quad (71)$$

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{0.003}} = 0.397$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 \quad (72)$$

$$K_{уд2} = 1 + 0,397 = 1,397$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{R2} \text{ кА} \quad (73)$$

$$i_{уд} = 1.397 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,097 = 17,968 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания занесем в таблицу.



Таблица 24 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I^{(3)}$ , кА	$i_{y\partial}$ , кА	Куд
1	2	3	4
К – 1	9,901	25,819	1,844
К – 2	9,097	17,968	1,397

## 12 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 12.1. Выбор и проверка электрических аппаратов 10 кВ на РП

#### 12.1.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства 10 кВ делятся на:

- комплектные стационарные РУ одностороннего обслуживания (камеры К-63);

- комплектные РУ, имеющие выкатные ячейки (камеры КРУ).

Камеры К-63 рассчитаны для работы при температуре от -20 до +35<sup>0</sup>С (исполнение У3) и от +1 до +35<sup>0</sup>С (исполнение У4).

Основные технические данные КСО 393 приведены в таблице.

Таблица 25 -Основные технические данные К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток первичных цепей	400,630,1000 А
Номинальный ток отключения камер с выключателями нагрузки и предохранителями	20 кА(6 кВ), и 12кА(10 кВ)
Ток включения выключателя	20 кА-действующее значение 51 кА-амплитуда
Номинальный ток сборных шин	630 и 1000 А
Габаритные размеры	Ширина 236м Глубина по основанию 1200 мм Высота со сборными шинами 2870 мм
Масса камер	С выключателями 650-900 кг С выключателями нагрузки 500-550 кг С трансформаторами напряжения 1000-750 кг

### 12.1.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ

Нагрузка всех трансформаторных подстанций, питающихся от РП в первой петле составляет:

$$S_{\text{номр}} = 7,570 \text{ МВА}$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{n/a} = \frac{S_{\text{РП1}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \quad (74)$$

$$I_{n/a} = \frac{7,570}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,440 \text{ кА}$$

Выбираются вакуумные выключатели на вводе РП типа ВВ/Тел-10-12,5/630У2 с выкатными ячейками.

Произведем проверку по термической стойкости выключателя (для точки К 1):

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (75)$$

$$W_k = 9,901^2 \cdot (3,055 + 0,011) = 300,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения КЗ,

$$t_{\text{откл}} = t_v + t_{\text{рз}} \quad (76)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,055 + 3 = 3,055 \text{ с}$$

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.отк}} \cdot \beta_n, \quad (77)$$

$$i_{a,\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot 0,6 = 10,61 \text{ кА},$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе. Для выбранного выключателя  $\beta_n = 0,6$ .

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

$$i_{ат} = 25,819 \text{ кА}$$

Произведем проверку выключателя на термическую стойкость. Проверяется выключатель по тепловому импульсу тока КЗ:

$$W_k \leq W_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{отк} \quad (78)$$

$$W_k = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

Расчетные и каталожные данные для выбора выключателя сведем в таблицу.

Таблица 26 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{pMAX} = 0,387 \text{ кА}$	$I_H = 0,63 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{pMAX}$
$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$W_k = 300,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_{к.в} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq W_k$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
$i_{ат} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,92 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателя соблюдаются, то по результатам проверки принимаем выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, основные технические данные которого приведены в таблице.

Таблица 27 - Технические данные выключателя ВВ/Тел-10-12,5/630У2

Наименование параметра	Установленная норма
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Ток динамической стойкости, кА	51
Собственное время отключения, мс	15
Полное время отключения, мс	25
Собственное время включения, мс	70

### 12.1.3 Выбор секционного выключателя

Выберем секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин. Расчетный ток для секционного выключателя такой же, как и для выключателя, встроенного в КРУ. Для такого тока применим вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2. Произведем проверку на термическую стойкость выключателя:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{ср заш}}) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (79)$$

$$B_k = 9,901^2 (1 + 0,4) = 137,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} = 25,819 \text{ кА},$$

Таблица 28 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{\text{рМАХ}} = 500 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рМАХ}}$
$i_{\text{уд}} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

1	2	3
$B_K = 137,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 470 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{ПО}$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} \geq I_{ПО}$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателя соблюдаются, то по результатам проверки принимаем выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сведем в таблицу .

Таблица 29 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора выключателя на отходящем присоединении

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL-10-12,5/630У2	
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{P_{MAX}} = 0,367 \text{ кА}$	$I_H = 0,63 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{P_{MAX}}$
$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{ДИН} = 51 \text{ кА}$	$i_{ДИН} \geq i_{уд}$
$B_K = 137,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К.В} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 32 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{ПО}$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ат} = 9,901 \text{ кА}$	$i_{А.НОМ} = 16,92 \text{ кА}$	$i_{А.НОМ} \geq i_{ат}$
$I_{ПО} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$

#### 12.1.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} \quad (80)$$

где  $Z_2$  – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов.

Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (81)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (82)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – потребляемая приборами мощность, В·А;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,1 Ом при числе приборов больше 3. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (83)$$

откуда:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (84)$$

Зная  $r_{\text{пр}}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (85)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,  $\rho = 0,0283$ ;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице.

Таблица 30 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Э-335	0,5	–	0,5
Варметр		Д-335	0,5	–	0,5
Ваттметр		Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ		Меркурий	1,5	–	1,5
Счетчик РЭ		230ART2-00	1,5	–	1,5
Итого:				4,5	–

Для всех измерительных приборов класс точности 0,5.

На вводе устанавливается шинный трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/1000. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \text{ Ом} \quad (86)$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами, (из таблицы 19);

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (87)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,18 - 0,1 = 0,12 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ ).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (88)$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,12} = 2,35 \text{ мм}^2$$



где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10$  м);

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:  $\rho = 0,0283$  Ом/м;

Ближайшее стандартное сечение провода равно  $4$  мм<sup>2</sup>. Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4$  мм<sup>2</sup>.

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (89)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,071 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = z_{нагр}, \text{Ом} \quad (90)$$

$$r_{нагр} = 0,071 + 0,12 + 0,1 = 0,291 \text{ ,Ом}$$

Таким образом, на вводе, трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/240 проходит по всем параметрам. Сопоставление каталожных и расчетных данных сведем в таблицу.

Таблица 31 – Проверка трансформатора тока ТПШЛ - 10/1000, на вводе 10кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 980$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,4$ Ом	$Z_{Hp} = 0,333$ Ом	$Z_{Hp} \leq Z_H$

На секционном выключателе выбирается такой же трансформатор тока, т. е. ТПШЛ – 10/1000.

Общее сопротивление приборов для трансформатора на секционном выключателе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (91)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом}, \quad (92)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность, потребляемая приборами;  
 $I_2$  – вторичный номинальный ток прибора,  $I_2 = 5 \text{ А}$ .

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (93)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33, \text{ Ом}$$

где  $r_{\text{к}}$  – сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом}$ ).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (94)$$

$$S = \frac{0,0283 \cdot 20}{0,33} = 1,72 \text{ мм}^2,$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 20 \text{ м}$ );

$\rho$  – удельное сопротивление материала провода, для алюминия:

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/м}$$

Стандартное ближайшее сечение провода равно  $4 \text{ мм}^2$ . Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (95)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 20}{4} = 0,141 \text{ Ом};$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле:

$$r_{нагр} = z_{нагр} \quad (96)$$

$$r_{нагр} = 0,141 + 0,02 + 0,05 = 0,211$$

Таблица 32– Проверка трансформатора тока ТПШЛ – 10/500Га секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000$ А	$I_P = 980$ А	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,4$ Ом	$Z_{HP} = 0,296$ Ом	$Z_{HP} \leq Z_H$

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТПЛ – 10.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока на линии 10 кВ приводится в таблице.

Таблица 33 – Нагрузка приборов на линии 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Линия 10 кВ	Э – 335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ		Меркурий	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ		230ART2-00	2,5	-	2,5

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{пр} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}) \text{ ВА} \quad (97)$$

$$S_{пр} = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{S_{пров}}{I_2^2} \quad (98)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (99)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом},$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}} \quad (100)$$

$$S = \frac{10}{32 \cdot 0,08} = 3,9 \text{ мм}^2$$

где  $l$  – длина соединительных проводов ( $l = 10 \text{ м}$ );

$\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$  – удельная проводимость материала провода, для алюминия;

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ .

В этом случае сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \quad (101)$$

$$r_{\text{НАГР}} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом}.$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТПЛ – 10/240 проверяется по токам короткого замыкания в точке К – 1:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п.о}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \quad (102)$$

$$B_{\text{к}} = 9,901^2 (0,225 + 0,011) = 10,97 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.в}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.норм}} \quad (103)$$

$$B_k = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$$

Таблица 34 – Проверка трансформатора тока ТПЛ – 10/500Га отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 980 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$B_{KH} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 19,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$k_{дин} = 250$	$i_{уд} = 22,25 \text{ кА}$	

### 12.1.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания вольтметровых обмоток приборов.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (104)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{прив}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \quad (105)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2,\text{расч}}$  можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон} \quad (106)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 35 – Вторичная нагрузка ТУ на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр Счетчик ватт-часов (трансформатор СН)	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
	Меркурий 230ART 2-00	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счетчик ватт-часов	Меркурий 230ART2-00	3 Вт	2	0,38	0,925	5	22,8	55,1
Счетчик вольт-ампер-часов (2 линии 10 кВ к потребителям)	СР4-И676	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							34,64	71,75

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} \text{ ВА} \quad (107)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ ВА}$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ-10-66 УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 36 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 120 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_P = 79,67 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

### 12.1.6 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для изоляции укрепления проводов воздушных линий на опорах.

Выбираются опорные изоляторы марки ИОР–10 –3,75 2 УЗ, параметры которого приведены в таблице.

Таблица 37- Параметры опорного изолятора

Тип	$U_{ном, \text{кВ}}$	$U_{наиб. доп, \text{кВ}}$	Минимальная разрушающая сила на и изгиб, кН
ИОР-10-3,75 2 УЗ	10	12	3,75

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot k_h \cdot 10^{-7}. \quad (108)$$

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25,819^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1443,27 \text{ Н}.$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (109)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Так как условие механической прочности  $F_{доп} \geq F_{расч}$  соблюдается, то принимаем к установке изолятор ИОР–10 –3,75 2 УЗ.

### 12.1.7 Выбор шинных конструкций

Шинные конструкции предназначены для выполнения сборных шин, ответвлений от них, для соединений генераторов с трансформаторами и т.д. Последнее время применяют почти исключительно шины из алюминия. Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{n/a} = \frac{S_{ПП2}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (110)$$

$$I_{n/a} = \frac{7,570}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,440 \text{ кА}$$

Принимаем шину прямоугольного алюминиевую сечением  $q = 30 \times 4 = 120$  мм<sup>2</sup>, с номинальным допустимым током 475 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ К – 1 в таблице:

$$I_{п.о.} = 9,901 \text{ кА}; \quad i_y = 25,819 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (111)$$

$$B_k = 9,901^2 (0,225 + 0,06) = 27,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (112)$$



$$q_{\min} = \frac{\sqrt{27,93} \cdot 10^3}{95} = 55,63 \text{ мм}^2,$$

где  $C=95 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$  – для алюминия.

Так как  $q_{\min} < q$ , следовательно шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц}, \quad (113)$$

$$f_c = \frac{173,2}{0,95^2} \cdot \sqrt{\frac{2,13}{1,6}} = 221,43 \text{ Гц},$$

где  $l$  - длина пролета между изоляторами, м;

$J$  - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$  (для шин, расположенных плашмя:  $J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ см}^4$ );

$q$  - поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$  ( $q = b \cdot h = 0,4 \cdot 4 = 1,6 \text{ см}^2$ ).

Так как частота собственных колебаний шин больше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} \quad (114)$$

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25,819^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 1443,27 \text{ Н};$$

где  $a = 0,8 \text{ м}$  – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} \quad (115)$$

$$M = \frac{1443,27 \cdot 0,95^2}{10} = 130,25 \text{ Н / м};$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами ( $l = 0,95$  м).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \quad (116)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{130,25}{6} = 21,7 \text{ МПа};$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} . \quad (117)$$

$$W = \frac{0,4 \cdot 4^2}{6} = 1,07 \text{ см}^3 .$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин определяется:

$$\sigma_{\text{дон}} \leq 0,7 \cdot \sigma_{\text{разр}} , \quad (118)$$

$$\sigma_{\text{дон}} = 0,7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа} ,$$

где  $\sigma_{\text{разр}}$  - разрушающее напряжение, МПа, для алюминиевого сплава АД31Т равное 130 МПа.

Условие  $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{дон}}$  соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

## 12.2 Выбор оборудования напряжением до 1 кВ

### 12.2.1 Выбор предохранителей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \quad (119)$$

Выбор оборудования напряжением до 1 кВ производим для ТП и зданий питающихся от этих ТП. Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (120)$$

Выбор оборудования для зданий находящихся на *i* квартале приведен в таблице.

Таблица 38 – Выбор предохранителей

№ ТП	№ лин.	I <sub>п.ав</sub> , А	Тип предохранителя	I <sub>НОМВСТ</sub> , А
1	2	3	4	5
215	1	297,5	ПН2-400	400
	2	297,5	ПН2-400	400
	3	297,5	ПН2-400	400
	4	297,5	ПН2-400	400
500А	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
234	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250
235	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5
500Б	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
500В	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
236	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250
500Г	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
240	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250

## 12.2.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p. \quad (121)$$

Таблица 39 - Выбор автоматических выключателей

№ ТП	Скв.р.кВА.	$I_p$ , А	$I_{\text{нрасч}}$ , А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
215	642,7	387,2	400	2хВА51-39
500А	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
234	814,03	576	1000	2хВА51-39
235	814,03	576	1000	2хВА51-39
500Б	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
500В	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5
236	814,03	576	1000	2хВА51-39
500Г	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
240	814,03	576	1000	2хВА51-39

## 13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 13.1 Выбор системы оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматики, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный. Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе собственных нужд 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

В качестве источников переменного оперативного тока используют: измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). В этом случае используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд (фазное напряжение 220 В). Питание оперативных цепей осуществляется централизованно, для группы или всех присоединений данного объекта. Для обеспечения надежности в схемах питания оперативным переменным током выполняется резервирование от разных источников, обеспечивающее сохранение питания при возможных аварийных режимах.

В настоящее время выпускаются релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей на оперативном переменном токе для электроустановок 3 - 110 кВ. Наиболее широкое применение они находят на подстанциях.

На РП выбираем переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока будут использованы трансформаторы собственных нужд. Применение переменного оперативного тока позволит отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвленность оперативных цепей.

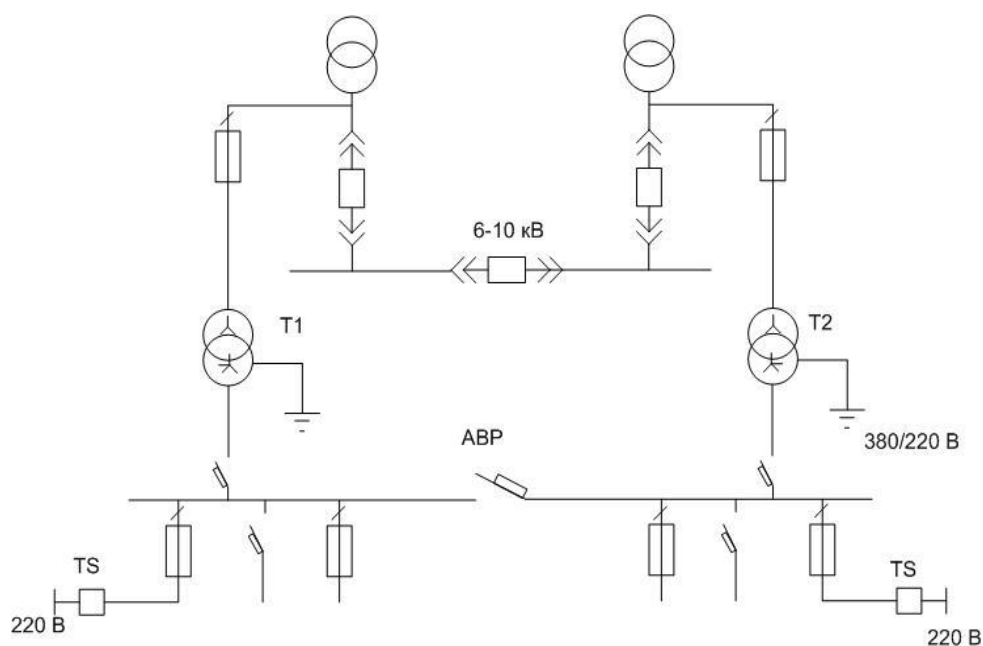


Рисунок 10 - Схема питания оперативных цепей переменного тока РП

### 13.2 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 40 – Потребители собственных нужд РП

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВар
1	2	3	4	5	6
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				87	0

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ} \quad (122)$$

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{87^2 + 0^2} = 69,6 \text{ кВ}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 100 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

### 13.3 Виды релейной защиты, принятые на РП

Согласно ПУЭ [10] для линий в сетях с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства от многофазных и однофазных замыканий на землю.

К релейной защите предъявляются следующие основные требования: селективность, быстродействие; чувствительность и надежность.

Для защиты вводов и линий 10 кВ в РП принимается микропроцессорное устройство "Сириус-2-МЛ". Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

Устройство устанавливается в ячейке К-63 и выдает сигнал на отключение высоковольтного выключателя.

Устройство выполняет следующие функции защиты, автоматики и контроля:

трехступенчатая МТЗ, вторая и третья ступени могут иметь как независимую, так и одну из пяти зависимых времятоковых характеристик;

первые две ступени МТЗ могут быть запрограммированы как направленные, причем каждая со своей диаграммой направленности;

возможность комбинированного пуска по напряжению для МТЗ-1, МТЗ-2  
защита от обрыва фазы по току обратной последовательности;

защита минимального напряжения;

однократное АПВ;

автоматический ввод ускорения первых двух ступеней МТЗ по включению выключателя, причем ступень МТЗ-1 может быть запрограммирована как ускоряющая отсечка;



автоматический вывод направленности на 1 секунду при включении выключателя;

логическая защита шин;

выработка сигнала АВР для включения секционного выключателя;

контроль целостности катушек включения и отключения выключателя.

Устройство может сопрягаться со стандартными каналами телемеханики, для чего предусмотрены соответствующие входные и выходные контакты.

Оперативное питание осуществляется от сети переменного или постоянного тока напряжением 220 В.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защищаемой линии.

Селективность действия максимальных токовых защит достигается с помощью выдержки времени.

Исходным для выбора тока срабатывания МТЗ является требование, чтобы она надежно работала при повреждениях на защищаемом участке, но в тоже время не действовала при максимальном рабочем токе нагрузки и кратковременных перегрузках, а также нарушением нормального режима электрической сети.

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия  $t$  АПВ должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

На РП предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10) .

Назначением устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения (секции шин), что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

### 13.4 Расчёт релейной защиты

Для защиты секционного выключателя от многофазных КЗ устанавливаем двухступенчатую токовую защиту:

- 1 ступень – токовая отсечка;
- 2 ступень – максимальная токовая защита /9/.

Ток срабатывания отсечки отстраиваем от тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ, и определяем его по выражению:

$$I_{C.O.} = k_H \cdot I_{K.MAX.} \quad (123)$$

где  $k_H$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 /9/.

$$I_{C.O.} = 1.2 \cdot 9,901 = 10,044, \text{ кА}$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{C.P.} = \frac{10,044}{3000/5} = 0,0167, \text{ кА.}$$

В качестве реагирующего органа защиты устанавливаем реле РТ – 40/6.

В данном случае чувствительность не проверяется.

Токовая отсечка играет роль основной защиты, выдержка времени которой:

$$t_{TO} = 0$$

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от максимального рабочего тока протекающего через секционный выключатель.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по выражению:

$$I_{CЗ} = \frac{K_{OTC.}}{K_B} \cdot I_{P.MAX.}, \quad (124)$$

где  $K_{OTC.}$  - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2 /9/;

$K_B$  - коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,8 /9/.

$$I_{C.З.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 3875 = 5812,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{C.P.} = \frac{5812,5}{3000/5} = 9,688 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяем по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7850}{5812,5} = 2,34 > 1,5$$

Так как условие выполняется, то в качестве токовых реле защиты устанавливаем реле типа РТ - 40.

МТЗ является резервной защитой и по времени срабатывания отстраивается от времени МТЗ установленной на стороне НН трансформатора. Выдержку времени МТЗ КЛ, сек.; определяем по выражению

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.НН}} + \Delta t \quad (125)$$

$$t_{MTЗ.КЛ} = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ сек.}$$

Расчет максимальной токовой защиты состоит в определении токов срабатывания, времени срабатывания и минимальных значений коэффициентов чувствительности при металлических КЗ в конце защищаемой зоны.

Первичный ток срабатывания защиты на участке для РП определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{\Sigma ном} \quad (126)$$

$$I_{с.з.} = 4 \cdot 3,578 = 14,312 \text{ кА}$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (принимается равным 3 – 4, если оно выполнено с задержкой на 0,3 – 0,1 с);

$I_{\Sigma ном}$  - суммарный номинальный ток трансформаторов входящих в РП, присоединенных к защищаемой линии.

Расчетный ток срабатывания реле определяется с учетом схемы соединения трансформаторов тока и реле защиты:

$$I_{с.р.расч} = I_{с.з.расч} \cdot \frac{k_{сх}^{(3)}}{k_T} \quad (127)$$

$$I_{с.р.расч} = 14,312 \cdot \frac{1}{120} = 0,119 \text{ кА}$$

Чувствительность защиты оценивается минимальным значением коэффициента чувствительности в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в реле защиты при трехфазном КЗ:

$$k_{\eta} = K \cdot \frac{I^{(3)}}{I_{с.з.расч}} \quad (128)$$

$$k_{\eta} = 0,5 \cdot \frac{9,901}{14,312} = 0,345$$

где  $K$  - коэффициент, учитывающий вид и место КЗ, схему соединения трансформатора тока и реле;

$I^{(3)}$  - ток трехфазного металлического КЗ в месте КЗ (конце защищаемой зоны) в минимальном режиме работы системы.

Приемлемые значения для основной защиты не менее 1,5 и для резервной – не менее 1,2.

Защита секционного выключателя 10 кВ

Для защиты секционного выключателя от многофазных КЗ устанавливаем двухступенчатую токовую защиту:

- 1 ступень – токовая отсечка;
- 2 ступень – максимальная токовая защита /9/.

Ток срабатывания отсечки отстраиваем от тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ, и определяем его по выражению:

$$I_{C.O.} = \kappa_H \cdot I_{K.MAX.} \quad (129)$$

где  $\kappa_H$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 /9/.

$$I_{C.O.} = 1.2 \cdot 9,901 = 10,044, \text{ кА}$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{C.P.} = \frac{10,044}{1000/5} = 0,0502 \text{ кА.}$$

где 1000/5 – коэффициент трансформации трансформатора тока.

В качестве реагирующего органа защиты устанавливаем реле РТ – 40/6.

В данном случае чувствительность не проверяется.

Токовая отсечка играет роль основной защиты, выдержка времени которой:

$$t_{TO} = 0 \quad (130)$$

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от максимального рабочего тока протекающего через секционный выключатель.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по выражению:

$$I_{CЗ} = \frac{\kappa_{отс.}}{\kappa_B} \cdot I_{P.MAX.}, \quad (131)$$

где  $\kappa_{отс.}$  - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2 /9/;

$\kappa_B$  - коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,8 /9/.

$$I_{C.з.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 3875 = 5812,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{C.р.} = \frac{5812,5}{1000/5} = 9,688 \text{ А.}$$

где 1000/5 – коэффициент трансформации трансформатора тока

Чувствительность защиты определяем по выражению:

$$\kappa_{ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7850}{5812,5} = 2,34 > 1,5$$

Так как условие выполняется, то в качестве токовых реле защиты устанавливаем реле типа РТ - 40.

МТЗ является резервной защитой и по времени срабатывания отстраивается от времени МТЗ установленной на стороне НН трансформатора. Выдержку времени МТЗ КЛ, сек.; определяем по выражению:

$$t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.НН} + \Delta t \quad (132)$$

$$t_{МТЗ.КЛ} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ сек.}$$

Защита понижающих трансформаторов

В соответствии с [2] основными защитами трансформаторов от внутренних повреждений являются газовая и продольная дифференциальная, которые должны устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВа и выше, а в ряде случаев и на менее мощных трансформаторах.

При мощности трансформаторов менее 1 МВа вместо дифференциальной защиты применяют токовую отсечку, а газовую не устанавливают. Основные защиты действуют на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени.

Ток срабатывания в этом случае определяется следующим образом:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{c.з} \cdot I'_{\text{раб.макс}}}{k_g}, \quad (133)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,4 \cdot 1,4 \cdot 1,35}{0,8} = 3,31 \text{ кА},$$

где  $k_n$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1 – 1,2 для реле

РТ – 40, РТ – 80, РТ – 90 или 1,2 – 1,4 для реле РТВ;

$k_g$  - коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,8 – 0,85 для реле РТ – 40, РТ – 80, РТ – 90 или 0,6 – 0,7 для реле РТВ;

$k_{c.з}$  - коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ;

$I'_{\text{раб.макс}}$  - максимальный рабочий ток линии после отключения внешнего

КЗ (для двухтрансформаторной подстанции  $I'_{\text{раб.макс}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{ном.тр}}$ ).

Принимаем  $I_{c.з} = 5 \text{ кА}$

Согласование максимальной токовой защиты трансформатора по чувствительности с предыдущими защитами определяется по выражению:

$$I_{c.з} \geq k_{н.с} \cdot (I_{c.з.пр} + I_{\text{раб.макс}} - I_{\text{раб.макс.пр}}), \quad (134)$$



где  $k_{н.с}$  - коэффициент надежности согласования защит, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

$I_{с.з.пр}$  - наибольший из токов срабатывания защит линий, питающихся от рассматриваемой линии;

$I_{раб.макс.пр}$  - максимальный рабочий ток линии, с которой производится согласование.

Коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты должен быть не менее 1,5, если она используется в качестве основной, и не менее 1,2, если она используется в качестве резервной. Время срабатывания максимальных токовых защит по условию селективности для защит с независимыми характеристиками определяется по выражению:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пр} + \Delta t, \quad (135)$$

где  $t_{с.з.посл}$  - время срабатывания защиты, расположенной ближе к источнику питания (последующая защита);

$t_{с.з.пр}$  - время срабатывания защиты, расположенной дальше от источника питания (предыдущая защита);

$\Delta t$  - ступень селективности.

Значение величины  $\Delta t$  в практических расчетах для реле с независимой характеристикой срабатывания принимают равным 0,35 – 0,6 с. Если предыдущая защита выполнена без замедления, то  $\Delta t = 0,3 – 0,4$  с.

Если хотя бы одна из согласовываемых по условию селективности защит имеет зависимую от тока характеристику срабатывания, то  $\Delta t = 0,6$  с (для реле РТ – 80, РТ – 90) и  $\Delta t = 0,7$  с (для реле РТВ). При выполнении предыдущей защиты без замедления  $\Delta t$  может быть уменьшено на 0,1 с.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \cdot \frac{k_{сх}}{n_m} \quad (136)$$

$$I_{cp.p} = 5 \cdot \frac{1}{200} = 0,025 \text{ кА}$$

Чувствительность максимальной токовой защиты трансформатора определяется по следующему выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq k_{\text{ч}}' \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \quad (137)$$

$$k_{\text{ч}} = 1 \cdot \frac{9,901}{5} = 1,98.$$

Наименьший коэффициент чувствительности защиты должен быть равным около 1,5 в основной зоне и около 1,2 в зоне резервирования.

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ( $k_{\text{ч}} \geq 2$ ). Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (138)$$

$$I_{\text{с.о}} = 1,4 \cdot 9,901 = 13,86, \text{ кА}$$

где  $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$  - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

$k_{\text{н}}$  - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,3 – 1,4 для реле РТ – 40 и 1,6 – для реле РТ – 80 и РТМ;

По условиям обеспечения достаточной чувствительности ток срабатывания принимается равным 5 кА.

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{cp.p} = I_{\text{с.з}} \cdot \frac{k_{\text{ex}}}{n_m} \text{ кА}, \quad (139)$$

$$I_{cp.p} = 5 \cdot \frac{1}{200} = 0,025 \text{ кА},$$

где  $k_{cx}$  - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду  $k_{cx} = 1$ ; в треугольник и на разность фаз  $k_{cx} = \sqrt{3}$ );

$n_m$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq k'_{\text{ч}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}}, \quad (140)$$

$$k_{\text{ч}} = 1 \cdot \frac{9,901}{5} = 1,98,$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

$k'_{\text{ч}}$  - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

### 13.5 Выбор и расчёт устройств автоматики

#### Автоматический ввод резерва

Назначение устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

#### Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных линий

электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ, понижающих трансформаторов однотрансформаторных ГПП.

Эффективно сочетание АПВ линий электропередачи с неселективными быстродействующими защитами линий для направления их неселективного действия при повреждениях вне линии и с устройствами автоматической частотной разгрузки.

Требования к устройству АПВ. Автоматическое повторное отключение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия  $t_{апв}$  должно быть не меньше необходимого для полной деионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики.

### **13.6 Расчёт емкостных токов замыкания на землю**

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 – 35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2.5 - 2.6  $U_{ф}$  при степени расстройки 0-5%;

- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Показателем эффективности компенсации служит отношение количества замыканий на землю, не развившихся в короткие замыкания, к общему количеству замыканий:

$$\mathcal{E}_k = (n - n_{кз})/n \quad (141)$$

где  $n$  – общее количество замыканий,

$n_{кз}$  – количество замыканий, не развившихся в короткие замыкания.

Для сетей с эффективным заземлением нейтрали  $\mathcal{E}_k=0$ , с изолированной нейтралью  $\mathcal{E}_k = 0,3$ .

Поскольку расстройками компенсации определяется ток через место повреждения, максимальные значения и скорости восстанавливающихся напряжений, уровни перенапряжений и вероятности возникновения междуфазных коротких замыканий, то эффективность компенсации тем выше, чем ближе к резонансу настройка дугогасящих аппаратов в любой момент времени. Это еще раз доказывает, что оптимальным средством, обеспечивающим эффективную компенсацию емкостных токов замыкания на землю, является дугогасящий аппарат с автоматической настройкой, а именно дугогасящий аппарат с продольным подмагничиванием.

Определение емкостного тока замыкания на землю

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{KU_{\text{л}}\ell_K}{10}, \quad (142)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли;

$$K = 1.25 - 1.35; \quad (143)$$

$\ell_K$  – суммарная длина кабельных линий.

Активная составляющая тока замыкания на землю составляет 5 – 6 % ёмкостного тока сети.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети для фидера

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,777}{10} = 6,449 \text{ А}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 14 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НАДЁЖНОСТИ

Составим расчётную схему замещения сети.

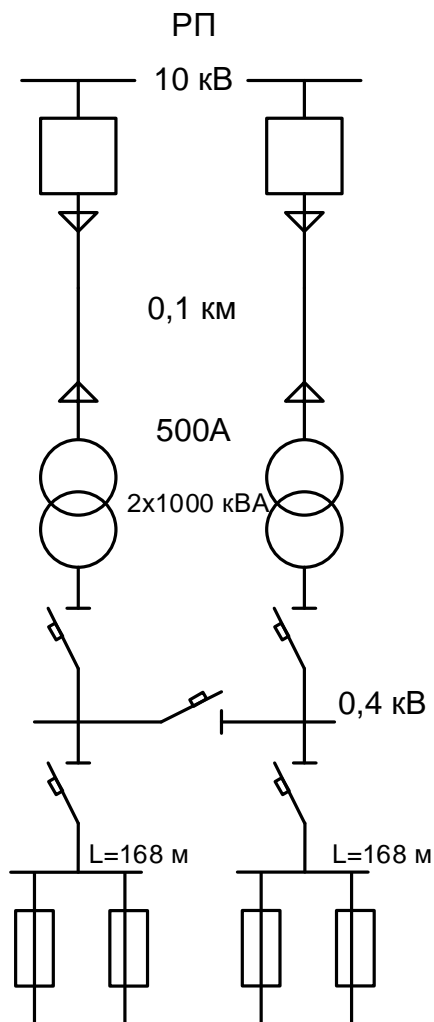


Рисунок 8 – Расчётная схема

Далее составим схему замещения

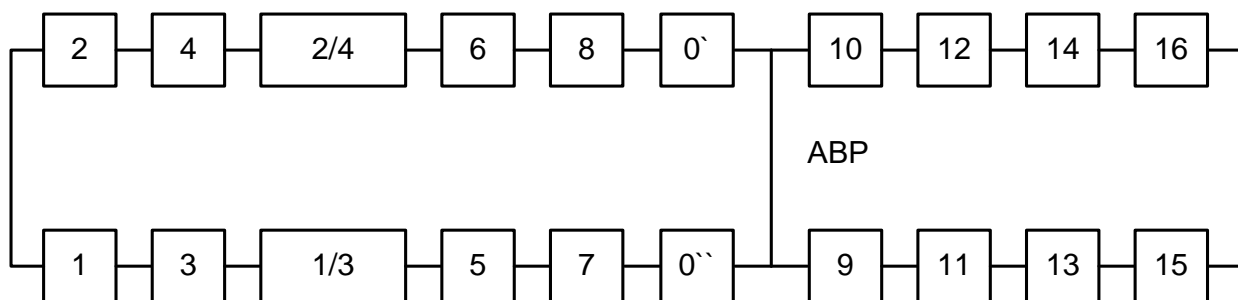


Рисунок 9 - Схема замещения

Таблица 40 - Показатели надежности элементов

Элемент	$w$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu$ , 1/год	$T_p$ , ч
Выключатель	0,022	11	0,2	24,2
КЛ	7,5	16	1	2
Трансформатор	0,016	50	0,250	6
Сборные шины 0,4 кВ	0,013	5	0,166	5
Разъединитель	0,1	7	0,166	3,7
ШРА	10	2	1	2
Предохранитель	0,1	7	0,166	3,7

Определение исходных данных для расчета:

$$q_{T10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}} \quad (144)$$

где  $w$  - параметр потока отказов (таблица 29);

$T_B$  - время восстановления отказавшего элемента, ч; (таблица 29)

$T_{\text{года}} = 8760$  - число часов в году.

Вероятность отказов трансформатора:

$$q_T = \frac{0,016 \cdot 50}{8760} = 0,000091;$$

$$q_T = q_5 = q_6. \quad (145)$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_B = \frac{0,022 \cdot 11}{8760} = 0,000028;$$

$$q_B = q_1 = q_2. \quad (146)$$

Вероятность отказа разъединителей:

$$q_P = \frac{0,1 \cdot 7}{8760} = 0,000079;$$



$$q_P = q_7 = q_8. \quad (147)$$

Вероятность отказа кабельной линии:

$$q_{КЛ10} = \frac{w \cdot T_B}{T_{\text{года}}} \cdot \frac{l}{100}, \quad (148)$$

где  $l$  - длина линии, км;

$$q_{КЛ10} = \frac{7,5 \cdot 16}{8760} \cdot \frac{2}{100} = 0,00027;$$

$$q_{КЛ10} = q_4 = q_3 \quad (149)$$

Вероятность отказа сборных шин:

$$q_{Ш10} = \frac{0,013 \cdot 5}{8760} = 0,00001;$$

$$q_{Ш10} = q_0 = q_{0^*}. \quad (150)$$

Вероятность отказа предохранителей:

$$q_{ПР} = \frac{0,01 \cdot 7}{8760} = 0,000008;$$

$$q_{ПР} = q_{13} = q_{14}. \quad (151)$$

Вероятность отказа ШРА1:

$$q_{Ш1} = \frac{10 \cdot 2}{8760} \cdot \frac{1,2}{100} = 0,000027;$$

$$q_{Ш1} = q_{11}. \quad (152)$$

Вероятность отказа ШРА2:

$$q_{Ш2} = \frac{10 \cdot 2}{8760} \cdot \frac{0,8}{100} = 0,000018;$$

$$q_{Ш2} = q_{12}. \quad (153)$$

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$q_{\text{Q}} = q_{\text{Вст}} + a_{\text{кз}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot \left( 1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{\text{исм}}) \right) \times \left( \sum_{i=1}^n q_{\text{jрз}} \right) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}}; \quad (154)$$

где  $q_{\text{Вст}}$  - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$a_{\text{кз}}^{220} = 0,002$ ,  $a_{\text{кз}}^{20} = 0,005$  - параметр отказа выключателей при выключении

к.з.;

$a = 1$  - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{\text{АПВ}}$  - коэффициент неуспешного действия АПВ:

$$K_{\text{АПВ}} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\text{уст.}} + w_{\text{неуст.}}} \cdot \frac{l}{100} = \frac{w_{\text{уст.}}}{w_{\Sigma}} \cdot \frac{l}{100} \quad (155)$$

где  $\frac{w_{\Sigma}}{w_{\text{уст.}}} = 0,128$  - коэффициент неустойчивых отказов (Трубицын)

$q_{\text{исм}}$  - вероятность отказа смежных элементов;

$q_{\text{jрз}}$  - вероятность отказа релейных защит, действующих на рассматриваемый выключатель;

$a_{\text{оп}}^{20} = 0,003$  - относительная частота отказа выключателя (Трубицын);

$N_{\text{оп}}$  - количество оперативных переключений.

Таблица 41 - Показатели надежности устройств защиты и автоматики

Вид защиты	Вероятность отказа $q$	Интенсивность отказов $w$
ДЗТ	0,0044	0,0102
Газовая защита	0,00525	0,003087
ДЗШ	0,0096	0,02636
УРОВ	0,00078	0,02134
АВР	0,001	-

Число оперативных переключений:

$$N_{\text{оп}} = \sum \mu_i = \mu_{\text{пв}} + \mu_{\text{рк}} + \mu_{\text{рт}} + \mu_{\text{рш}} + \mu_{\text{рр}} = 0,2 + 1 + 0,25 + 0,166 + 0,166 = 1,782 \approx 2$$

Вероятность отказа выключателя:

$$q_{\text{''Q''}} = q_{\text{ст}} + q_{\text{авт}} + q_{\text{оп}} =$$

$$= q_{\text{ст}} + a_{\text{авт}} (1 + a \cdot K_{\text{АПВ}}) \cdot (q_{\text{ДЗШ}} + q_{\text{ГЗ}} + q_{\text{ДЗТ}} + q_{\text{УРОВ}} + q_{\text{АВР}}) + a_{\text{оп}} \cdot N_{\text{оп}} \cdot T_{\text{оп}};$$

$$q_{\text{''Q''}} = 0,00012 + 0,002(1 + 1 \cdot 0,463) \cdot (0,02103) + 0,007 \cdot 2 \cdot 1 = 0,0141;$$

Эквивалентрируем схему:

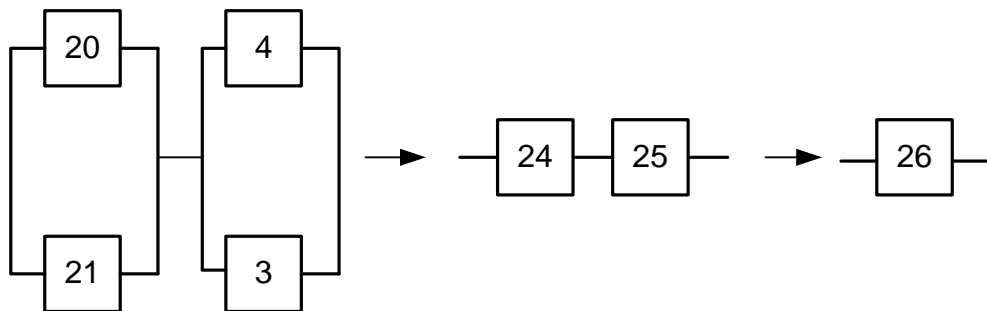


Рисунок 10 – Эквивалентная схема замещения

$$q_{20} = q_{21} = q_1 + q_3 + q_5 + q_7 + q_0 + q_{\text{''Q''}} = 0,000028 + 0,000091 + 0,000079 +$$

$$+ 0,00027 + 0,00001 = 0,00048$$

$$q_{22} = q_{10} + q_{12} + q_{14} + q_{16} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,01 = 0,0101$$

$$q_{23} = q_9 + q_{11} + q_{13} + q_{15} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,014 = 0,0141$$

$$q_{24} = q_{20} \cdot q_{21} = 0,00048 \cdot 0,00048 = 2,3 \cdot 10^{-7}$$

$$q_{25} = q_{22} \cdot q_{23} = 0,0101 \cdot 0,0141 = 1,4 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы без учета АВР и УРОВ:

$$q_{26} = 1,4 \cdot 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы с учетом АВР и УРОВ:

$$q_{C(\text{АПВ,УРОВ})} = q(S/A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) +$$

$$+ q(S/\bar{A}_1 A_2) \cdot q(\bar{A}_1) \cdot p(A_2) +$$

$$+ q(S/A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(\bar{A}_2) +$$

$$+ q(S/\bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(\bar{A}_1) \cdot q(\bar{A}_2) \quad (156)$$

где  $q(S/A_1A_2)$  - условная вероятность отказа при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1A_2)=0,5$  - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2)=0,5$  - условная вероятность отказа при условии успешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2)=0,5$  - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении резервного элемента;

$p(A_1)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом вводе резервного элемента;

$q(\bar{A}_1), q(\bar{A}_2)$  - вероятности того, что произошел отказ в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента.

$$q_{C(АПВ,УРОВ)} = 2,19 \cdot 10^{-5}$$

Находим параметр потока отказов:

$$\omega_{"Q"} = \omega_{ст} + \omega_{авт} + \omega_{оп}; \quad (157)$$

$$\omega_{"Q"} = \omega_{ст} + a_{кз} (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{jсм} \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{jрз} + a_{оп} \cdot N_{оп}; \quad (158)$$

$$\omega_{"Q"} = 0,02$$

Определяем возможные дефициты мощности. В данной схеме предусматривается взаимное резервирование, т.е. дефицит мощности возможен только при полном погашении ТП. Следовательно:

$$P_{\text{деф}} = 630 \text{ кВА}$$

Определяем количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{деф}i} \cdot k_{\text{пс}i} \cdot T_{\Gamma}, \quad (159)$$

где  $k_{\text{пс}i}$  - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \cdot t_{\omega i} \quad (160)$$

$$k_{\text{пс}} = 0,0003$$

$$W_{\text{нед}} = 630 \cdot 0,0003 \cdot 8760 = 1655 \text{ кВА}$$

Определяем основной ущерб:

$$U_{\text{осн}} = y_o \cdot W_{\text{нед}}, \quad (161)$$

где  $y_o$  - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

Для населения:

$$y_o = 2,1 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$U_{\text{осн}} = 2,1 \cdot 1655 = 3476,84$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{\text{пс}} \cdot T_{\Gamma} \quad (162)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \cdot 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 0,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \cdot P_{\text{треб}} \quad (163)$$

$$Y_{\text{вн}} = 0,5 \cdot 630 = 315$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (164)$$

$$Y_{\Sigma} = 3476,84 + 315 = 3791,84 \text{ руб}$$

## 15 ЗАЗЕМЛЕНИЕ РП

Расчёт импульсного заземлителя в виде сетки

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземлителя).

Закрытое РП имеет размеры  $A=3$  м,  $B=11$  м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 2) \cdot (B + 2 \cdot 2), \text{ м}^2 \quad (165)$$

$$S = (3 + 2 \cdot 2) \cdot (11 + 2 \cdot 2) = 105 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, диаметром равным:

$$d = 10 \text{ мм},$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \text{ мм}^2; \quad (166)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (167)$$

где  $T = 0,1 - 0,2$  с – продолжительность отключения тока КЗ основной защитой на стороне НН. время срабатывания релейной защиты;

$\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости;

$I$  – ток короткого замыкания в максимальном режиме.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{30^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 126,773 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (168)$$

где  $T = 240 \text{ мес}$  – время использования заземлителя в месяцах за 20 лет,

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты аппроксимации зависящие от грунта,

$a_k = 0,005, b_k = 0,0031, c_k = 0,041, \alpha_k = 0,243$ ;

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k \quad (169)$$

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 7,113 \text{ мм}^2;$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 7,113 \cdot (10 + 7,113) = 382,224 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников удовлетворяет условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (170)$$

$$F_{M.II.} = 78,5 \leq F_{\min} = 508,997 \text{ мм}^2;$$

Условие не выполняется, уточняем диаметр прутка:

$$R = \sqrt{\frac{F_{KOP} + F_{T.C.}}{\pi}}; \quad (171)$$

$$R = \sqrt{\frac{508,997}{3,14}} = 12,729;$$

$$D = 2 \cdot R \quad (172)$$

$$D = 2 \cdot 12,729 = 25,457$$

Принимаем  $d=25\text{мм}$ .

Принимаем расстояние между полосами сетки:  $l_{\bar{D}-\bar{D}} = 1 \text{ м}$ .

Определяем общую длину полос в сетке:



$$L_r = (3 + 2 \cdot 2) + (11 + 2 \cdot 2) \cdot 2 = 44 \text{ м},$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \tag{173}$$

$$m = \frac{44}{2 \cdot \sqrt{105}} - 1 = 1$$

Принимаем  $m=1$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \tag{174}$$

$$\frac{\sqrt{105}}{1} = 10,2 \text{ м}.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \text{ м}; \tag{175}$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{105} \cdot (1+1) = 40,98 \text{ м},$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:  $l_B = 5 \text{ м}$  - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами принимаем кратным длине стороны ячейки  $r = 2 \text{ м}$  - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (176)$$

$$n_A = \frac{4 \cdot \sqrt{105}}{2} = 20$$

Принимаем:  $n_A = 20$ .

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭК2}} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (177)$$

где  $\rho_{\text{ЭК2}} = \frac{\rho_1}{\psi}$  - эквивалентное удельное сопротивление грунта,

$$\psi = 2,1,$$

$$\rho_{\text{ЭК2}} = \frac{400}{2,1} = 190,476 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$A_{\text{min}}$  - коэффициент подобия, принимается по таблице и зависит от

отношения;  $\frac{l_A}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{105}} = 0,49$

Принимаем:  $A_{\text{min}} = 0,15$ .

$$R_1 = 190,476 \cdot \left( \frac{0,15}{\sqrt{105}} + \frac{1}{210 + 41 \cdot 10} \right) = 0,267 \text{ Ом},$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{экс}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (178)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 138,022}{(190,476 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,965;$$

Импульсное сопротивление соответствует условию:

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (179)$$

## 16 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

### 16.1 Общие сведения

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2.5 - 2.6 Uф при степени расстройки 0-5%;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Показателем эффективности компенсации служит отношение количества замыканий на землю, не развившихся в короткие замыкания, к общему количеству замыканий:

$$\mathcal{E}_к = (n - n_{кз})/n \quad (180)$$

где n – общее количество замыканий,

$n_{кз}$  – количество замыканий, не развившихся в короткие замыкания.

Для сетей с эффективным заземлением нейтрали  $\mathcal{E}_к=0$ , с изолированной нейтралью  $\mathcal{E}_к = 0,3$ .

Поскольку расстройками компенсации определяется ток через место повреждения, максимальные значения и скорости восстанавливающихся напряжений, уровни перенапряжений и вероятности возникновения междуфазных коротких замыканий, то эффективность компенсации тем выше, чем ближе к резонансу настройка дугогасящих аппаратов в любой момент времени. Это еще раз доказывает, что оптимальным средством, обеспечивающим эффективную компенсацию емкостных токов замыкания на землю, является дугогасящий аппарат с автоматической настройкой, а именно дугогасящий аппарат с продольным подмагничиванием.

## 16.2 Определение емкостного тока замыкания на землю

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10 % рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{KU_l \ell_K}{10}, \quad (181)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли;

$$K = 1.25 - 1.35;$$

$\ell_K$  – суммарная длина кабельных линий.

Активная составляющая тока замыкания на землю составляет 5 – 6 % ёмкостного тока сети.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети для фидера

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,777}{10} = 6,449 \text{ А}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В работе производится реконструкция электрических сетей 10 кВ в районе РП. РП, а так же все ТП 10/0,4 кВ устанавливаются закрытого типа. Все линии 10 кВ и 0,4 кВ выполнены кабелем. В данном разделе рассматриваются аспекты безопасности и экологичности передачи и распределения электроэнергии на реконструируемой подстанции, а также чрезвычайные ситуации.

### 17.1 Безопасность

Рассмотрим опасные и вредные факторы воздействия на работников оперативно-выездной бригады при эксплуатации реконструируемой ПС 110 кВ Сетевая.

На ПС 110/35/10 Сетевая, к которой осуществляется подключение проектируемой РП постоянно присутствует дежурный по подстанции. В его обязанности входят: утренний, дневной и вечерний обход территории. Реконструкция должна проводиться в период летнего минимума энергопотребления, т.к. в это время подстанция наиболее разгружена. Это связано с тем, что практически отсутствует осветительная нагрузка. Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности, она будет выведена из работы частично.

Люди, находящиеся на подстанции и вблизи во время эксплуатации, подвергаются воздействию электрического поля частотой 50 Гц. Следует в первую очередь обратить внимание на средства индивидуальной защиты работника и на заземляющие устройства.

#### Факторы воздействия электрического поля 50 Гц на человека

Механизм биологического действия электрического поля на организм человека изучен недостаточно. Предполагается, что нарушение регуляции физиологических функций организма обусловлено воздействием поля на различные отделы нервной системы. При этом повышение возбудимости

центральной нервной системы происходит вследствие рефлекторного действия поля, а тормозной эффект - результат прямого воздействия поля на структуры головного и спинного мозга. Считается, что кора головного мозга, а также промежуточный мозг особенно чувствительны к воздействию электрического поля.

Предполагается также, что основным материальным фактором, вызывающим указанные изменения в организме, является индуцируемый в теле ток, а влияние самого электрического поля значительно меньше.

Наряду с биологическим действием электрическое поле обуславливает возникновение разрядов между человеком и металлическим предметом, имеющим иной, чем человек потенциал.

Если человек стоит непосредственно на земле или на токопроводящем заземленном основании, то потенциал его тела практически равен нулю, а если он изолирован от земли, то тело оказывается под некоторым потенциалом, достигающим иногда несколько киловольт.

Очевидно, что прикосновение человека, изолированного от земли, к заземленному металлическому предмету, равно как и человека, имеющего контакт с землей, к металлическому предмету, изолированному от земли, сопровождается прохождением через человека в землю разрядного тока, который может вызывать болезненные ощущения, особенно в первый момент. Часто прикосновение сопровождается искровым разрядом.

В случае прикосновения к изолированному от земли металлическому предмету большой протяженности (трубопровод, проволочная ограда на деревянных стойках и т.п.) или большого размера (крыша деревянного здания и пр.) ток, проходящий через человека может достигать значений, опасных для жизни.

Различают следующие виды вредного воздействия электрического поля вблизи ВЛ на человека:



-непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

-воздействие электрических разрядов (импульсного тока). Возникающего при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

-воздействие тока проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

К основным электрозачитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей;

К дополнительным электрозачитным средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы на электроустановке, является защитное заземление, которое осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников, для обеспечения безопасности персонала при обслуживании и проведении ремонтов электрооборудования ПС. Заземлитель –

проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя. Расчет заземления был проведен ранее.

Мероприятия по обеспечению безопасности работников при проведении реконструкции подстанции.

Передача электроэнергии особенно на высоких уровнях напряжений 220, 35, 10 кВ на проектируемой подстанции) несет потенциальную опасность для работающих. Для обеспечения безопасности необходимо соблюдать организационные мероприятия, которые должны обеспечивать лица ответственные за безопасность проведения работ в электроустановках:

- 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, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;

д) выполнять работы под линиями электропередачи;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Защита при работах на высоте:

- перед началом работы необходимо проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей.

- при работе на настилах и подмостях весь инструмент держать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей.

Работать под настилом запрещается.

- на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

- должны использоваться страховочные пояса и каски.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действий персонала.

Данные требования в соответствии с правилами техники безопасности на ПС 110/35/10 Сетевая выполняются.

## **17.2 Экологичность**

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем

охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

Наиболее часто шумовые характеристики трансформаторов устанавливаются в виде корректируемых по частотной кривой А уровней звуковой мощности  $L_{A \text{ экв}}$  и показателей направленности излучения.

На ПС 110/35/10 Сетевая, к которой производится подключение проектируемой РП, установлены два трансформатора мощностью 40 МВА - ТДТН-40000/110/35/10. По таблице 3 колонка № 13 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» 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.

Допустимый уровень шума для территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, составляет: 45 дБА.

Определяем шумовые характеристики источника шума (модель трансформатора известна из расчетной части проекта), 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.

Для трансформаторов с системой охлаждения вида Д уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{PA} = 91 \text{ дБА.}$$

Определяем минимальное расстояние от ПС до границы жилой застройки.

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что можно принять для ТМ, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен  $L_{PA}$ , то в любой точке полусферы радиусом  $R$  уровень шума создаваемый данным источником будет равным  $L_A$  (см. рисунок ).

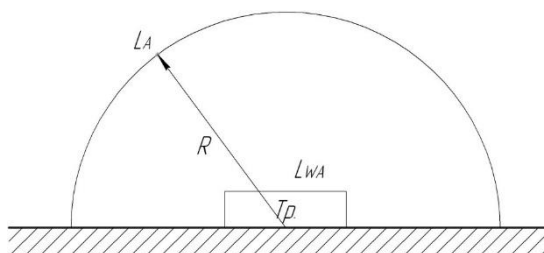


Рисунок 11 – Излучение шума трансформатором

В этом случае справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (182)$$

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:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (183)$$

где

$$S = \pi R^2. \quad (184)$$

Пусть на ПС расположены 2 ТМ и она расположена относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой приведенной на рисунке . Расстояния  $R_1$  и  $R_2$  неизвестны, а  $l$  - известно (из проекта).

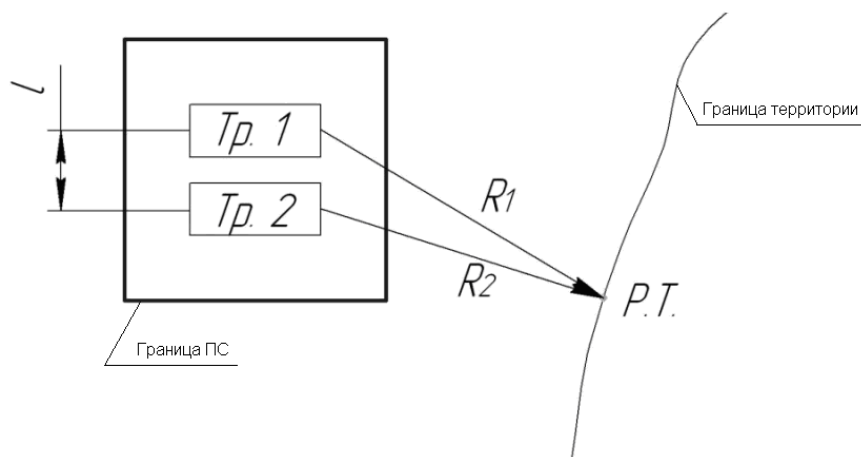


Рисунок 12– Схема расположения ПС относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на ПС 110/35/10 Сетевая, до границы жилой застройки по формуле необходимо принять следующие допущения:

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:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 L_{PAi}}, \quad (185)$$

где  $N$  - количество источников шума (ТМ); на подстанции установлено 2 трансформатора, поэтому принимаем  $N=2$ ;

$L_{PAi}$  - скорректированный уровень звуковой мощности  $i$ -го источника шума, дБА. На подстанции установлено 2 трансформатора ТДТН-40000/110/35/10 с системой охлаждения вида Д, уровень звуковой мощности для них составляет 91 дБА.

Уровень звуковой мощности эквивалентного источника в условиях данной задачи будет равен:

$$L_{PA\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 91} = 94,01, \text{ дБА.} \quad (186)$$

2) на границе жилой застройки уровень звука должен равен допустимому уровню звука:

$$L_A(R) = \Delta Y_{L_A} \quad (187)$$

Тогда

$$R = R_{\min} . \quad (188)$$

Исходя из принятых допущений можно переписать в следующем виде:

$$\Delta Y_{L_A} = L_{PA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0} . \quad (189)$$

Разрешив последнее уравнение, относительно  $R_{\min}$  получим минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{PA\Sigma} - \Delta Y_{L_A})}}{2\pi}} ; \quad (190)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(94,01-45)}}{2 \cdot 3,1416}} = 112,57 \text{ м.}$$

Любое

$$R \geq R_{\min} \quad (191)$$

будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», санитарно - защитная зона (СЗЗ) по шуму:

$$R_{\text{min}} = L_{\text{сз}} \quad (192)$$

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслонаполненными аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или



щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Вследствие механических повреждений наружного корпуса силового трансформатора высока вероятность растекания технического (трансформаторного) масла на землю. Чтобы предотвратить процесс растекания масла и избежать распространения пожара на подстанции, при возгорании силовых трансформаторов с массой масла свыше 1 тонны, на подстанции устанавливают маслосборники, маслоприемники и маслоотводы.

На ПС 110/35/10 Сетевая установлены два силовых трансформатора марки ТДТН-40000/110. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице [8].

Таблица 42 - Параметры трансформатора

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса масла, т	Габариты, мм	
			<i>L</i>	<i>B</i>
ТДТН-40000/110	40	47	9750	5250

Габариты маслоприемника для трансформатора марки ТДТН-40000/110–У-1 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м[8]. При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок, располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м. Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На ПС 110/35/10 Сетевая установлен маслоприёмник с отводом масла и с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий

толщиной слоя 0,25 м).

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного телеприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п.2 [8].

Маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

1. С установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;
2. Без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка содержится в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывается, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) осуществляется замена гравия.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Для удаления масла и воды из маслоприёмника установлены специальные маслоотводы. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения за 15 минут.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время

грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

### **17.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **Обеспечение пожарной безопасности на подстанции**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно [7], первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить негорючими материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций” [7].

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [7], для пожаротушения трансформаторов 63 МВ·А, учитывая их важность, можно предложить установить систему пожаротушения распыленной водой, включающую в себя насосную станцию пожаротушения с насосами ДЗ20-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку трансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного трансформатора составляет 20 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м<sup>3</sup> хранится в двух резервуарах емкостью 100 м<sup>3</sup>.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит трансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара

горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## 18 ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ, ТЕЛЕМЕХАНИКА И СРЕДСТВА СВЯЗИ, УЧЁТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

### Телемеханика

В современных условиях существующая информация о состоянии сети может быть получена с помощью средств телемеханики. Целесообразность телемеханизации автоматизированных сетей при их питании от РП или ЦП без постоянного обслуживающего персонала является бесспорной.

Контролируемый пункт КП представляет собой объект электроснабжения (РП.ТП), в котором установлены:

- контроллер;
- измерительные преобразователи тока, напряжения;
- счетчики электроэнергии.

Для осуществления функций системы телемеханики в ПУ размещаются:

- адаптер каналов связи (АКС);
- ПЭВМ диспетчера (сервер телемеханики).

Сервер телемеханики собирает данные от КП и обеспечивает данными удаленных пользователей

локальной вычислительной сети (ЛВС), в которую могут входить несколько рабочих мест:

- рабочее место инженера телемеханики, рабочее место по учету электроэнергии;
- рабочее место главного инженера;
- рабочие места других удаленных пользователей

Сервер телемеханики (рабочее место диспетчера) обрабатывает данные от КП, представляет их в удобной для восприятия форме диспетчеру и другим пользователям, передает команды диспетчера на КП, хранит полученную информацию в виде файлов протокола и измерений.



АКС обеспечивает соединение сервера телемеханики с существующими каналами связи и передачу команд и данных между КП и ПУ.

Передача информации от КП на ПУ осуществляется по магистральному радиоканалу, образованному стационарными радиостанциями, работающими на одной выделенной частоте. На КП радиостанции комплектуются антенно-фидерными устройствами направленного действия, на ПУ - антенно-фидерными устройствами с круговой диаграммой.

Краткое описание работы системы: взаимодействие ПУ и КП (контроллера) происходит путем обмена сообщениями в полудуплексном режиме работы каналов связи. При этом взаимодействие с КП обеспечивается:

- по командам диспетчера,
- по инициативе КП;
- по запросам удаленного пользователя;

Периодический опрос используется также для получения данных, по которым строятся графики токов нагрузок и напряжений, производится учет электроэнергии. Программа ведет периодический контроль состояния каналов связи с каждым КП с записью в протокол и возможностью звуковой сигнализации диспетчеру при пропадании связи с КП. Контроль процесса ведется автоматически. Информация обо всех событиях регистрируется в протоколе, который содержит два времени:

- время поступления события;
- время записи в протокол.

При просмотре или печати протокол может быть отфильтрован:

- по дате начала к конца периода;
- по объекту;
- по типам событий.

Диспетчер может:

- запросить текущее состояние объектов и всех измеряемых значений в целом по ПС, РП, ТП;
- управлять объектами ПС, РП;

- перевести временно часть объектов в состояние ремонта;
- вывести на экран и корректировать карточку объекта, содержащую любую справочную информацию,
- просмотреть и напечатать протокол событий,
- вывести на экран и напечатать графики любых измеряемых аналоговых и интегральных параметров.

Режим телеуправления (ТУ) считается наиболее ответственным в системе. Вход в режим защищается паролем.

#### Сигнализация

На щитах управления электрических станций и подстанций предусматриваются следующие виды технологических сигнализаций:

1. Аварийная сигнализация – сигналы об аварийном отключении коммутационных аппаратов.
2. Предупреждающая сигнализация – сигналы о наступлении ненормального режима в работе агрегатов или ненормального состояния отдельных частей установки или установки в целом.
3. Сигнализация действия защиты – сигналы о действии защиты, выпадении флажка указательного реле и необходимости ручного возврата его.

Схема аварийной сигнализации обеспечивает снятие звукового сигнала с центрального поста без квитирования ключа отключившегося аппарата, т.е. с сохранением светового сигнала. Система сигнализации после снятия звукового сигнала готова к приему новых сигналов независимо от того, сохранены световые сигналы отключившихся аппаратов или нет. Такой способ называется центральным снятием звукового сигнала с повторностью его действия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе была произведено проектирование распределительной сети 10 кВ сети города Благовещенска в связи со строительством жилого комплекса «Чайка» на улице Чайковского. С этой целью был произведён структурный анализ загрузки ближайших подстанций, а так же произведен анализ климатических и географических условий района проектируемого жилого комплекса.

Для электроснабжения строящегося жилого комплекса «Чайка» была спроектирована РП и сеть 10 кВ, были выбраны трансформаторы на ТП 10/0,4, кабели питающих и распределительных сетей 10 и 0,4 кВ, а также основное оборудование ТП и РП. Всё оборудование было проверено по условиям воздействия токов короткого замыкания. Было рассмотрено энергоэффективное освещение улиц в районе проектируемого квартала. В части безопасность и экологичность был произведён расчёт шума трансформаторов, расположенных на ПС Сетевая.. Так же в этом разделе были рассмотрены вопросы безопасности и чрезвычайные ситуации на реконструируемых объектах. В части экономика были рассчитаны технико-экономические показатели проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Аржанников Е. А., Лукоянов В. Ю., Мисриханов М. Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2003.
- 2 Базуткин В.В, Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 344 с.
- 3 Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 266 с.
- 4 Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- 5 Закон РФ «Об охране окружающей среды» 03.03.92г.
- 6 Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1989.
- 7 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.
- 8 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 9 Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности»./Сост. В.Ф.Панин и др.- Томск, изд. ТПУ,1991. – 48 с.
- 10 Попов Е. Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи. Учебно-методическое пособие / Амурский гос. ун-т. г. Благовещенск, 1998 г. – 28с.
- 11 Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1990.
- 12 Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды»

13 Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г.Москва «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи».

14 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

15 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

16 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под.ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.

17 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

18 Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля созданного ВЛ электропередачи переменного тока промышленной частоты № 2971-84

19 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

20 СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»

21 Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергия, 1977.

22 Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993.

23 Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – м.: нтФ «Энергопрогресс», 2003.- 32с.

24 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.

25 Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2 Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998г.

26 Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.

27 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.

28 Электрооборудование станций и подстанций, под ред. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.