

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В.Савина

« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри

Исполнитель
студент группы
442 узб

 01.02.2018
подпись, дата

В.И. Басырова

Руководитель
доцент, канд. техн. наук

 05.02.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультанты:
по безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук

 06.02.2018
подпись, дата

А.Н. Козлов

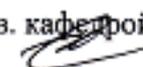
Благовещенск 2018

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Басыровой Виктории Илдусовны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри

(утверждена приказом от 27.10.2017 № 2851-уз)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Экспликация, план реконструкции района, ограниченного улицами Пионерная – Геологов, Южно-Якутская – Комсомольская.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Энергоэкономическая характеристика района проектирования, исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, выбор уровней номинального напряжения, низковольтное электроснабжение, выбор числа и мощности трансформаторов ТП, компенсация реактивной мощности на ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка аппаратов ТП, проектирование системы внешнего электроснабжения, компенсация реактивной мощности на ПС, компенсация емкостных токов, выбор оборудования ПС, расчет надежности сети 10 кВ, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, безопасность, экологичность и чрезвычайные ситуации.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 39 таблиц, Microsoft Excel, Word.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич

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

Доцент, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению

(дата): 27.10.2017

Baef

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 98 с, 9 рисунков, 38 таблиц, 31 источник.

КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Объектом исследования являются реконструируемые сети внутреннего электроснабжения микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри. Целью работы ставится реконструкция системы электроснабжения микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри. Проект выполняется на основе знаний и умений, полученных во время обучения с использованием специальной литературы и нормативных документов. Полученные параметры сетей 10-0,4 кВ отвечают всем современным требованиям, предъявляемым к системам электроснабжения. Реконструируемая система электроснабжения повышает пропускную способность, надёжность электроснабжения, а так же бесперебойность подачи электроэнергии. Выбраны и проверены вакуумные выключатели 10 кВ, для кабельных сетей 10 кВ выбраны и проверены кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, в КТП использованы масляные герметичные трансформаторы, выбраны и проверены блоки микропроцессорной защиты и автоматики для сетей 10 кВ.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования	8
1.1 Характеристика района электроснабжения	8
1.2 Климатическая характеристика объекта электроснабжения	9
2 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт	10
2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых строений	10
2.2 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытового сектора	14
3 Выбор уровней номинального напряжения	17
4 Низковольтное электроснабжение	19
4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	19
4.2 Определение места расположения ТП 10/0,4 кВ	19
4.3 Выбор площади сечений и количества линий	20
4.4 Проверка кабелей 0,4 кВ	26
4.5 Расчёт наружного освещения	28
4.6 Расчёт электрических нагрузок ТП	28
5 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	31
6 Компенсация реактивной мощности на ТП	34
8 Расчёт токов короткого замыкания	36
9 Выбор и проверка аппаратов ТП	42
9.1 Выключатели нагрузки 10 кВ	42
9.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ	44
9.3 Рубильники 0,4 кВ	46
9.4 Предохранители 0,4 кВ	47
10 Проектирование системы внешнего электроснабжения	51
10.1 Пересчёт нагрузки на ТП	51
10.2 Выбор кабелей 10 кВ	53
10.3 Технико-экономическое обоснование схемы сетей 10 кВ	57
10.4 Проверка кабелей 10 кВ	59

11	Компенсация реактивной мощности на ПС	61
12	Компенсация емкостных токов	63
13	Выбор оборудования ПС	64
13.1	Выбор КРУ	64
13.2	Оборудование КРУ	64
13.2.1	Выбор выключателей	64
13.2.2	Выбор трансформаторов тока	66
13.2.3	Выбор трансформатора напряжения	70
14	Расчёт надёжности сети 10 кВ	72
15	Релейная защита и автоматика	77
15.1	Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ	77
15.2	Устройства автоматического включения резерва	81
16	Молниезащита и заземление	82
16.1	Молниезащита подстанции	82
16.2	Выбор и проверка заземления	83
17	Безопасность, экологичность и чрезвычайные ситуации	88
17.1	Безопасность	88
17.2	Экологичность	90
17.3	Чрезвычайные ситуации	92
	Заключение	95
	Список использованных источников	96

ВВЕДЕНИЕ

На фоне восстановления российской экономики Республика Саха (Якутия) в 2017 году укрепила статус лидирующего субъекта Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе. Республика обеспечивает 20,2% совокупного валового регионального продукта Дальнего Востока, 30% частных инвестиций и 34% налоговых поступлений в федеральный бюджет от налогоплательщиков Дальнего Востока.

10 марта 2009 года дан старт крупнейшему в современной России комплексному проекту, направленному на развитие региона, - «Комплексное развитие Южной Якутии». В рамках проекта планируется проектирование и строительство промышленных объектов и объектов инфраструктуры – Канкунской ГЭС, Эльконского горно-металлургического комбината, Тарынахского и Таежного ГОКов, Инаглинского угольного комплекса, Селигдарского горно-химического комбината, Якутского газоперерабатывающего и газохимического комплекса, Алданского заводасинтетических моторных топлив.

Мегапроект реализуется в два этапа. В данный момент проходит реализация второго этапа Проекта. Помимо государства инвесторами мегапроекта выступают компании «РусГидро», «Атомредметзолото», «АЛРОСА», угледобывающий холдинг «Колмар», «Газпром».

Реализация Проекта приведет к созданию более 27 тысяч рабочих мест без учета занятых на строительстве объектов. Обеспечение трудовыми ресурсами создаваемых рабочих мест возможно при использовании внутрирегиональной и межрегиональной вахты, а также при переселении работников с семьями в регионы. Приход крупного бизнеса в Якутию даёт толчок социально-экономическому развитию региона, в том числе и Нерюнгринского района. В данном проекте проводится реконструкция района жилой застройки в соответствии с требованиями генерального плана г.Нерюнгри под социальные нужды работников крупных предприятий города.

Современный Нерюнгри – многофункциональный город с развитыми промышленными, административно-культурными, транспортными и обслуживающими функциями. Население занято в основных и вспомогательных производствах территориально-производственного комплекса по добыче коксующихся углей.

В городе функционируют угольный разрез, обогатительная фабрика, завод по ремонту горного оборудования и дорожной техники, железнодорожные станции («Нерюнгри-Пассажирская» и «Угольная»), ГРЭС, типография, филиалы ВУЗов, профтехучилища, Дворец культуры, спортивные комплексы, гимназия, общеобразовательные, спортивные, музыкальная и художественная школы, музей истории Южно-Якутского территориально-производственного комплекса, учреждения здравоохранения, торговли и бытового обслуживания, [1].

Целью работы ставится реконструкция системы электроснабжения микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри, ограниченного улицами Пионерная – Геологов, Южно-Якутская – Комсомольская.

Реконструкция системы электроснабжения микрорайона МДЗ-1 города Нерюнгри вызвана развитием микрорайона в части возведения новых объектов капитального строительства. Для этого необходимо:

1. Рассчитать нагрузку в сети 10-0,4 кВ
2. Выбрать оборудование, проверить по стойкости к токам КЗ
3. Выбрать уставки средств РЗА
4. Рассчитать надёжность сети 10 кВ
5. Рассчитать молниезащиту и заземление ТП
6. Рассмотреть меры безопасности при эксплуатации сети.

При проектировании использовались ПЭВМ и следующие лицензионные программные продукты:

- MS Office Word 2007;
- MS Office Excel 2007;
- MS Visio 2007;
- Mathcad 2007.

1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Характеристика района электроснабжения

Город Нерюнгри с подчиненными Администрации территориями является административно-территориальной единицей Республики Саха (Якутия). Город имеет статус города республиканского значения, т.е. является административно-территориальной единицей Республики с установленной границей, объединяющей территории нескольких населенных пунктов, и имеющей разветвленную производственную и социальную инфраструктуру, развитую промышленность.

Город Нерюнгри расположен на правом берегу реки Чульман (левый приток реки Тимптон; название реки эвенкийское: чулма – кварц или чулман – нефрит), в 70 км от её впадения в реку Тимптон (правый приток реки Алдан; название реки якутское:

тымпы – котловина опускания в тайге на месте протаивания вечномёрзлых горных пород, часто занята озером или болотом;

тонг – мёрзлый, мороженный); на северных отрогах Станового хребта с абсолютными высотами 800-850 м.

Расстояние до города Якутск: наземным путём —818 км, воздушным — 670 км. Современная численность населения – 65,5 тыс. чел. (01.01.2007 г.). Нерюнгри — второй по величине город Якутии.

Основой архитектурно-планировочного решения генерального плана г.Нерюнгри является создание комплекса компактных жилых районов на основе четкого деления города на жилую, промышленную и коммунально-складскую зоны.

Город застроен по принципу микрорайонов, каждый из которых имеет полный комплект объектов социальной сферы (школы, детские сады, предприятия сферы обслуживания и торговли).

Объекты здравоохранения и административные учреждения расположены в общегородских центрах.

100% детских садов и 90% школ имеют плавательные бассейны, зимние сады, зимние прогулочные веранды, что обусловлено климатическими условиями режима.

Жилая зона застроена 5-9-10 этажными домами улучшенной планировки и повышенной комфортности. Весь жилой фонд полностью оборудован централизованным отоплением, горячим и холодным водоснабжением, канализацией, мусоропроводами, лифтами, телефонной связью.

Газоснабжение частичное, на газо-баллонных установках. Пищеприготовление решается напольными электроплитами.

Все дороги в городе, внутриквартальные проезды и придомовые территории выполнены в твердом покрытии, имеют систему отвода ливневых вод и водопропускных сооружений. Уборка ведется в летнее и зимнее время механизированным способом, [2].

1.2 Климатическая характеристика объекта электроснабжения

Расчетная температура воздуха для проектирования отопления минус 49С
Расчетная температура воздуха для проектирования вентиляции минус 40 С
Расчетная температура воздуха самой холодной пятидневки минус 49 С
Продолжительность отопительного периода 268 суток, [3]

Продолжительность безморозного периода 38 суток
Количество дней со снежным покровом 213
Средняя дата появления снежного покрова 27 сентября
Средняя дата схода снежного покрова 13 мая
Количество дней с туманами в году 88
Количество дней с метелями 22
Количество дней с грозой 18
Среднегодовое количество часов солнечного сияния 187
Среднегодовая суммарная солнечная радиация 93 кал/м² – час
Средняя температура воздуха отопительного периода минус 17 С
Преобладающее за год направление ветров северо-западное, повторяемость которых составляет 45-50%
Повторяемость штилей 54%
Среднегодовая скорость ветра 2,3 м/сек.
Высота снежного покрова не превышает 50 см.
Среднегодовая относительная влажность воздуха 61%.

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА НАГРУЗОК И ИХ РАСЧЁТ

Расчёт электрических нагрузок - это начальный этап создания проекта электроснабжающих систем. Нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов называют расчётной. Характеристики электроприёмников часто не известны, к тому же их полный учёт невозможен, отсюда для нахождения нагрузок применяют различные методы, в этом заключается особенность расчёта в городских системах. Пользуются методами расчёта электрических нагрузок по удельному расходу электроэнергии, на единицу продукции, по удельной нагрузке на единицу площади или одного посетителя, количество мест. Расчётные мощности нагрузок находят по любому из существующих методов их расчета.

Основу нагрузок выбранного района составляет потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка. Нагрузка в общем случае является вероятностной величиной, поэтому для оценочных расчетов на стадии проектирования применим методику удельных расходов.

2.1 Расчёт электрических нагрузок жилых строений

Используя [4], учитывается нагрузка потребителей общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, освещение общедомового имущества, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание) в жилых помещениях, дополнительно к силовой нагрузке потребителей квартир (линии от ввода в помещение).

Количество квартир в доме определяет расчётную электрическую нагрузку здания, [4]. Силовая нагрузка учитывается через коэффициент участия в максимуме нагрузке квартир [4]. Таким образом, для примера, по объекту 7 на плане Вычисляем характеристику:

Жилой дом 9 этажей, 216 кв., 6 подъездов, встроенные офисные помещения 3000 м².

Мощность лифтов находится с использованием формулы P_l :

$$P_l = k'_c \sum_1^n P_{li}, \quad (1)$$

$$P_l = 0,65 \cdot 6 \cdot 4 = 15,6 \text{ кВт},$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок, по таблице 2.1.2 [4];

n - количество лифтовых установок, 6 подъездов, грузопассажирский лифт в каждом, всего 6 штук;

P_{li} - установленная мощность электродвигателя лифта, [5], кВт.

Электродвигатели насосов водоснабжения мощностью $P_{нас}$, кВт, представляют собой нагрузку с учетом коэффициента спроса k_c :

$$P_{нас} = k''_c \sum_1^n P_{нас}, \quad (2)$$

$$P_{нас} = 0,8 \cdot 6 \cdot 5 = 24 \text{ кВт},$$

где k''_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств, по таблице 2.1.3 [4] принимается 1;

n - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас}$ - установленная мощность насосов, [6], кВт.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_l, \quad (3)$$

$$P_c = 15,6 + 24 = 39,6 \text{ кВт}.$$

Компонуем таблицу 1 с нагрузкой жилых домов района.

Таблица 1 – Нагрузка жилых домов района

Объект	№ на листе	кол-во кв	Р _{уд} , кВт/уе	N _{лифт}	Р _{лифт} , кВт	К _с лифт	N _{насос}	Р _{насос} , кВт	К _с насос	Р _{силЭП} , кВт	К _у
Жилой дом 9 этажей	1--6	36	3,2	1	4	1	1	5	1	9	0,9
Жилой дом 9 этажей	7	216	1,35	6	4	0,65	6	5	0,8	39,6	0,9
Жилой дом 5 этажей	8--17	80	2,4				4	5	0,85	17	0,9

Вместе с электроснабжением основных и электрических приемников от ввода 0,4 кВ в здании могут быть подключены электрические приемники встроенных объектов, таких как, магазины, офисные помещения. Эти потребители [4] учитываются с использованием коэффициентов участия при максимальной нагрузке основного потребителя.

Количество удельных единиц определяет расчётную мощность объектов по [4]. Данные по встроенным объектам отображены в таблице 2.

Таблица 2 – Встроенные объекты

Объект	№ на листе	Встроенные электроприемники	условные единицы	кол-во условных единиц	Мощность, кВт/ условные единицы	К _у
Жилой дом 9 этажей	7	офисные помещения	м ²	3000	0,054	0,6

Вся нужная информация для определения нагрузки скомпонована, нагрузка приведена к вводу 0,4 кВ в здание.

Нагрузка квартир объекта №7 $P_{кв}$:

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

$$P_{кв} = 1,35 \cdot 216 = 291,6 \text{ кВт},$$

где $P_{кв. уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

n – количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей $P_{р.ж.д}$:

$$P_{р.ж.д.} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

$$P_{р.ж.д.} = 291,6 + 0,9 \cdot (39,6) = 327,2 \text{ кВт},$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчётная нагрузка офисного помещения:

$$P_{оф} = P_{оф. уд} \cdot S, \quad (6)$$

$$P_{оф} = 3000 \cdot 0,054 = 162 \text{ кВт},$$

где $P_{оф. уд}$ – удельная расчётная нагрузка офисов, [4], кВт;

S – площадь офисных помещений, м².

Для примера, нагрузка дома 7 с встроенными потребителями:

$$P_{р. жилой дом. общ} = P_{зд. max} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}, \quad (7)$$

$$P_{р. жилой дом. общ} = 291,6 + 0,6 \cdot 162 = 424,4 \text{ кВт},$$

где $P_{зд. max}$ - наибольшая нагрузка из числа имеющихся абонентов, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников, [4];

$P_{зди}$ - расчетные нагрузки остальных абонентов.

Расчётная реактивная мощность для дома 7 находится через коэффициент мощности:

Электрические нагрузки общественных строений считаются по формуле (9).

В качестве удельной единицы принимаем количество мест.

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест}, \quad (9)$$

где $n_{мест}$ - количество мест;

$P_{уд}$ - удельная нагрузка кВт/место.

Таблица 4 - Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Основная нагрузка		
		у.е.	кол-во уд ед. осн ЭП	P на у. е.
Физкультурно-оздоровительный комплекс	18	мест	600	0,46
Школа №7	19	мест	500	0,25
Дом культуры	20	мест	350	0,46
Торгово-развлекательный комплекс	21	м ²	1500	0,16

Для получения расчётной реактивной мощности берется приведенная формула:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (10)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности, принимаем по [4].

Расчетная электрическая нагрузка на вводе в здание $P_{\text{расч.общ}}$ с учётом дополнительной нагрузки в здании находится с использованием формулы, кВт:

$$P_{\text{расч.общ}} = P_{зд} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}, \quad (11)$$

где k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок помещений или квартир и силовых электроприемников [4];

$P_{зди}$, - расчетные нагрузки остальных абонентов, кВт:

Для примера определим суммарную расчетную нагрузку Физкультурно-оздоровительного комплекса №18:

$$P_{зд} = P_{уд} \cdot n_{мест} ;$$

$$P_{зд} = 600 \cdot 0,46 = 276 \text{ кВт.}$$

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi = P_{зд} \cdot \frac{\sqrt{1 - (\cos \varphi)^2}}{(\cos \varphi)^2} ;$$

$$Q_{зд} = 276 \cdot \frac{\sqrt{1 - 0,97^2}}{0,97^2} = 68,1 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка на вводе:

$$S_{\text{расч.общ.}} = \sqrt{P_{\text{расч.общ.}}^2 + Q_{\text{расч.общ.}}^2} ,$$

$$S_{\text{расч.общ.}} = \sqrt{276^2 + 68,1^2} = 284 \text{ кВА.}$$

Результаты расчёта нагрузок общественных строений сведём в таблицу 5.

Таблица 5– Расчётные нагрузки общественных строений

Объект	№ на листе	Расчётная нагрузка на вводе			Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Категория по надёжности
		Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА		
Физкультурно-оздоровительный комплекс	18	276	68,1	284	0,97	2
Школа №7	19	125	40,0	131	0,95	2
Дом культуры	20	161	65,8	174	0,92	3
Торгово-развлекательный комплекс	21	240	110,3	264	0,90	3

3 ВЫБОР УРОВНЕЙ НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Для низковольтного электроснабжения принимается напряжение 0,4 кВ, так как на данном напряжении используется подавляющее большинство потребителей распределительной сети.

Для выбора напряжения питающей сети необходимо провести анализ центров питания выбранного района города Нерюнгри. Для наглядности выполняется чертёж плана местности с указанием питающих подстанций района, рисунок 2.

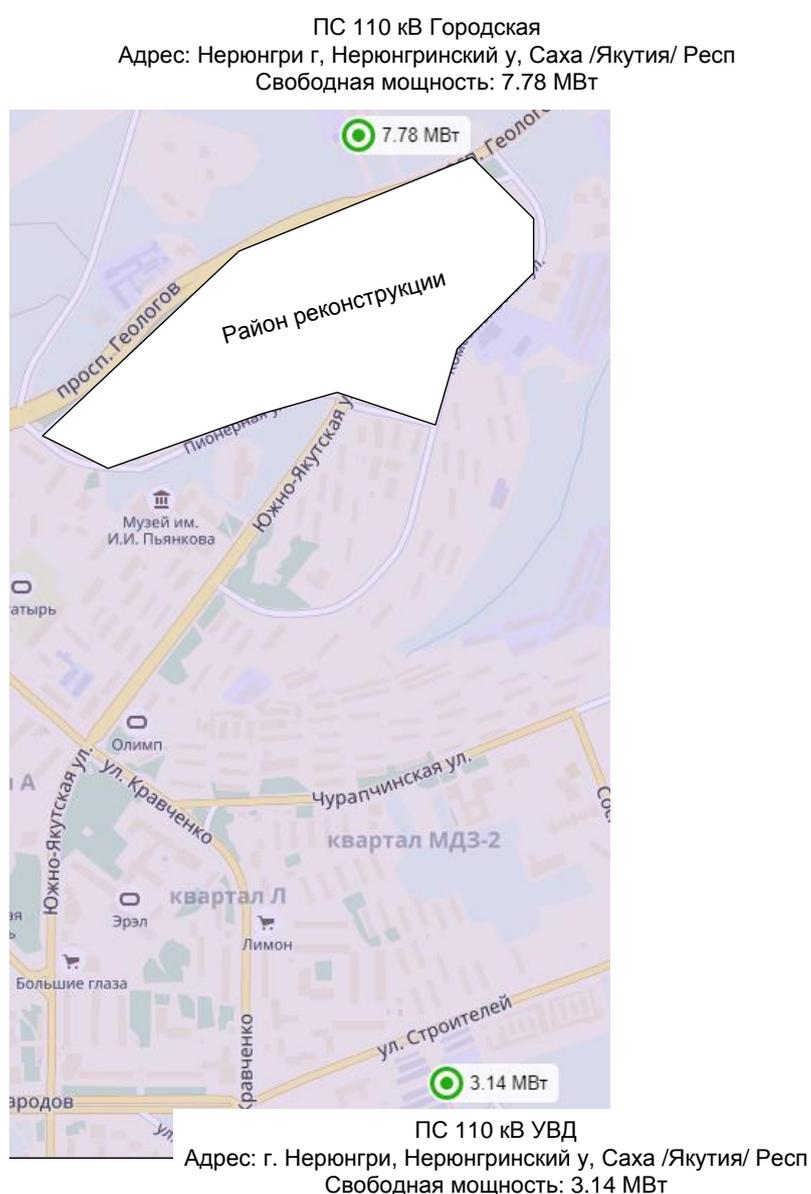


Рисунок 2 – Центры питания в районе застройки

Вариант подключения к ПС 110/10 «Городская».

Диспетчерское наименование ПС «42». Подстанция располагается к северу от рассматриваемого района на удалении 0,3 км. Менее загруженная подстанция района реконструкции. В условиях реконструкции районов городской застройки напряжение 10 кВ является приоритетным, так как обеспечивает более низкий уровень потерь электроэнергии.

Вариант подключения к ПС 110/10 «УВД».

Подстанция располагается к югу от рассматриваемого района на удалении 2 км. Обладает резервом для подключения нагрузки на напряжении 10 кВ 3,14 МВт..

Распределительная сеть проектируемого района выполняется на напряжении 10 кВ и подключается к ближайшей ПС «42», так как РД по расчёту городских нагрузок регламентирует выполнение распределительных сетей на напряжении 10 кВ при отсутствии двигательной нагрузки 6 кВ. Кроме того, текущая нагрузка подстанции позволяет дополнительно подключить нагрузку реконструируемого района.

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

ТП подключаем от разных секций шин ЦП далее проводится подключение к разным секциям шин 0,4 кВ ТП, таким образом потребители второй категории подключены кабельной резервируемой линией, что характерно для потребителей второй категории надежности. Нагрев, экономическая плотность тока и условия короны являются определяющими факторами при выборе электрических кабелей. Должно использоваться наибольшее сечение, найденное по этим условиям, в случае если сечение проводника, получается меньше сечения, требуемого по другим условиям (термическая и электродинамическая стойкость при токах КЗ, потери и отклонения напряжения, механическая прочность, защита от перегрузки).

Режим работы не только нормальные, но и послеаварийные, а также временные режимы, ремонтные режимы и возможные неравномерности распределения токов между линиями, секциями шин влияют на выбор проводников любого назначения. Их необходимо учитывать и предусматривать.

4.2 Определение места расположения ТП 10/0,4 кВ

Места прокладки кабеля 10 кВ и здания и сооружений с наибольшей нагрузкой влияют на места размещения подстанций, так как подстанции удобнее обслуживать в близости от проездов внутри кварталов.

Места размещения подстанций указаны на листе графической части №1. При размещении подстанций учитывается очередность строительства отдельных объектов и перспективный рост нагрузок. Также необходимо учитывать удобство погрузочных работ при установке КТП, доставке и монтаже, поэтому расположение КТП вблизи проездов при достаточности места для работы погрузчиков является преимуществом перед расположением КТП внутри дворовых территорий вблизи парковок.

4.3 Выбор площади сечений и количества линий

Большая гибкость схемы при оперативных переключениях достигается достаточным количеством линий для питания абонентов. Равномерное распределение мощности положительно сказывается на гибкости схемы.

Линии электропередач реализуются кабелями, ввиду проектируемого района города. Проезжая часть менее предпочтительна для прокладки кабелей, в основном прокладка проводится вдоль проезжей части в траншеях. Подключаемая нагрузка линии до 1 кВ при питании потребителей общественных строений $P_{р.л}$, кВт, находится с использованием формулы:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} P_{зДi}, \quad (12)$$

где $P_{зд.маx}$ - наибольшая нагрузка здания из числа строений, питаемых по линии;

$P_{зДi}$ - расчетные нагрузки других строений, питаемых по линии, кВт;

k_{yi} - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений по таблице 2.3.1. [4].

В качестве примера проводится выбор кабелей питания потребителей для ТП-1. На рисунке 3 указано количество абонентов 0,4 кВ с нагрузкой и схемой их питания.

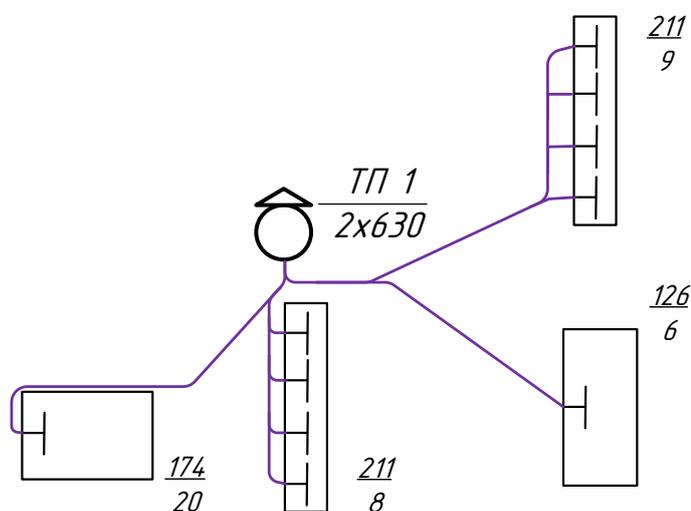


Рисунок 3- План подключения потребителей

Активная и реактивная нагрузка линии от ТП-1 до парковки №11, находится с использованием формулы 6, данные из таблицы 5:

$$P_{p.l} = P_{11} = 160 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.l} = Q_{11} = 32,3 \text{ квар.}$$

Полная расчётная мощность:

$$S_{p.l} = \sqrt{160^2 + 32,2^2} = 163 \text{ кВА.}$$

Итоги расчета в таблице 6.

Так как реконструируемый район относится к району с холодным климатом согласно [2], потребители ТП-1 относятся ко второй категории, то для питания потребителей от трансформаторных подстанций используется кабель марки АВБШв-ХЛ:

1. Токопроводящая жила- алюминиевая;
2. Изоляция - из поливинилхлоридного пластиката повышенной холодостойкости.
3. Броня—из двух стальных оцинкованных лент.
4. Оболочка (защитный шланг) из поливинилхлоридного пластиката пониженной горючести
5. Кабель повышенной холодостойкости.

Определяется расчётный аварийный ток:

$$I_p = \frac{S_{прив.Л}}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (13)$$

где, $S_{прив.Л}$ – полная приведенная мощность линии, находится с использованием формулы :

$$S_{np.l} = \sqrt{P_{np.l}^2 + Q_{np.l}^2},$$

где $P_{np.l}$, $Q_{np.l}$ - приведенная активная и реактивная мощности линии, находятся по следующим формулам:

$$P_{np.l} = P_{p.l} + \Delta P_l, \quad (14)$$

$$Q_{np.l} = Q_{p.l} + \Delta Q_l, \quad (15)$$

где ΔP_l , ΔQ_l - потери активной и реактивной мощности в линии:

$$\Delta P_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot R}{U^2 \cdot 1000}, \quad (16)$$

$$\Delta Q_l = \frac{(P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2) \cdot L \cdot X}{U^2 \cdot 1000}, \quad (17)$$

где R , X - соответственно удельные активное и реактивное сопротивления линий.

Для линии ТП-1 – дом культуры 20 определим расчетный аварийный ток:

$$\Delta P_l = \frac{(161^2 + 65,79^2) \cdot 0,15 \cdot 0,329}{0,4^2 \cdot 1000} = 9,3 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_l = \frac{(161^2 + 65,79^2) \cdot 0,15 \cdot 0,06}{0,4^2 \cdot 1000} = 1,7 \text{ квар},$$

$$P_{np.l} = 161,3 + 9 = 170,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{np.l} = 65,79 + 1,7 = 67,5 \text{ квар},$$

$$S_{np.l} = \sqrt{170,3^2 + 67,5^2} = 183,2 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{183,2}{0,4 \cdot \sqrt{3}} = 265 \text{ А.}$$

Результаты расчета представлены в таблице 6 и 7.

Таблица 6 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

Объект	$P_{зд, макс}$ кВт	$Q_{зд, макс}$ квар	$P_{зд i}$, кВт	$Q_{зд i}$, квар	Ky	$P_{р л}$, кВт	$Q_{р л}$, квар	$S_{расч л}$, кВА	$\Delta P_{л}$, кВт	$\Delta Q_{л}$, квар
ТП-1										
20	161,00	65,79				161,0	65,8	173,9	9	1,7
8	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	7	1,7
6	123,30	24,79				123,3	24,8	125,8	9	1,2
9	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	15	3,4
ТП-2										
10	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	11	2,5
12	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	11	2,5
ТП-3										
11	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	11	2,5
13	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	15	3,4
ТП-4										
3,14	207,30	41,67	123,3	24,8	0,9	318,3	64,0	324,6	17	7,5
7	424,44	161,77				424,4	161,8	454,2	54	15,4
ТП-5										
1	123,30	24,79				123,3	24,8	125,8	6	0,6
2	123,30	24,79				123,3	24,8	125,8	9	1,2
18	276,00	68,13				276,0	68,1	284,3	17	6,0
ТП-6										
15	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	11	2,5
21	240,00	110,27				240,0	110,3	264,1	11	3,9
4,5,19	125,00	40,05	246,6	49,6	0,5	248,3	64,8	256,6	21	7,4
ТП-7										
16	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	11	2,5
17	207,30	41,67				207,3	41,7	211,4	15	3,4

Таблица 7 - Приведенные мощности линий, расчётный ток

Объект	$P_{пр\ л}$, кВт	$Q_{пр\ л}$, квар	$S_{пр\ л}$, кВА	$I_{расч}$, А
ТП-1				
20	170,3	67,5	183,2	265
8	214,6	43,3	218,9	316
6	132,1	26,0	134,7	195
9	221,9	45,0	226,4	327
ТП-2				
10	218,2	44,2	222,7	322
12	218,2	44,2	222,7	322
ТП-3				
11	218,2	44,2	222,7	322
13	221,9	45,0	226,4	327
ТП-4				
3,14	335,3	71,5	342,8	495
7	478,1	177,1	509,8	368
ТП-5				
1	129,5	25,4	131,9	191
2	132,1	26,0	134,7	195
18	293,1	74,1	302,3	437
ТП-6				
15	218,2	44,2	222,7	322
21	251,1	114,2	275,8	399
4,5,19	269,2	72,2	278,7	403
ТП-7				
16	218,2	44,2	222,7	322
17	221,9	45,0	226,4	327

Городские условия и поправочные коэффициенты требуется всегда учитывать для прокладки в траншеях, [8].

Длительно допустимый ток кабеля следует подбирать больше тока нагрузки, так как выбор сечения кабеля проводится по току нагрузки по результату расчёта.

Условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей влияет на выбранное кабеля, поэтому данными факторами пренебрегать не следует.

Длительно-допустимый расчётный ток используемого кабеля равен:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2 , \quad (18)$$

где $I_{дл.доп}$ - длительно допустимый, по условиям нагрева, ток кабеля;

K_1 - зависит от температуры окружающей среды, поправка на условия прокладки кабеля, принят 1;

K_2 - зависит от условий допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Для кабелей АВБШВ-ХЛ $K_2 = 1,3$.

Длительно допустимый ток для кабеля марки АВБШВ-ХЛ 3х95

$$I_{дл.доп} = 225 \text{ A}$$

$$I_{расч} = 225 \cdot 1 \cdot 1,3 = 293 \text{ A} .$$

Условия аварии являются определяющими для выбранного сечение кабеля. Длительно допустимый ток кабеля с учётом поправочных коэффициентов должен быть больше аварийного тока нагрузки, так как это условие правильного выбора сечения кабеля. Питание абонентов выполнено по резервированной магистральной или двухлучевой схеме.

Справочную величину $I_{дл.доп}$ берём в [8]. Просчитаем допустимый ток с учётом поправочных коэффициентов по формуле (18), выбираем сечение кабелей 0,4 кВ при условии $I_{р\text{МАХ}} \leq I_{доп}$.

Расчётные данные сводим в таблицу 8.

Таблица 8- Результаты выбора марки и сечения кабеля

Объект	$I_{расч}, A$	$I_{доп}, A$	$F, мм^2$	$L, км$	Марка
ТП-1					
20	265	293	95	0,15	АВБШВ-ХЛ
8	316	339	120	0,10	АВБШВ-ХЛ
6	195	242	70	0,20	АВБШВ-ХЛ
9	327	339	120	0,20	АВБШВ-ХЛ
ТП-2					
10	322	339	120	0,15	АВБШВ-ХЛ
12	322	339	120	0,15	АВБШВ-ХЛ
ТП-3					
11	322	339	120	0,15	АВБШВ-ХЛ
13	327	339	120	0,20	АВБШВ-ХЛ
ТП-4					
3,14	495	508	240	0,20	АВБШВ-ХЛ
7	368	385	150	0,20	АВБШВ-ХЛ
ТП-5					
1	191	201	50	0,10	АВБШВ-ХЛ
2	195	242	70	0,20	АВБШВ-ХЛ
18	437	443	185	0,20	АВБШВ-ХЛ
ТП-6					
15	322	339	120	0,15	АВБШВ-ХЛ
21	399	443	185	0,15	АВБШВ-ХЛ
4,5,19	403	443	185	0,30	АВБШВ-ХЛ
ТП-7					
16	322	339	120	0,15	АВБШВ-ХЛ
17	327	339	120	0,20	АВБШВ-ХЛ

4.4 Проверка кабелей 0,4 кВ

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot \frac{100}{380} \cdot (r_{уд} \cdot \cos(\varphi) + x_{уд} \cdot \sin(\varphi)), \quad (19)$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ – средневзвешенное значение коэффициента мощности;

l – длина линии, м;

I_p – расчетный ток в линии, А;

$r_{уд}, x_{уд}$ - удельные сопротивления линии, Ом/км.

В нормальном режиме допустимая потеря 10%..

Для примера, проверим фидер 1 на ТП-1, питающий гаражный массив (№10 на экспликации):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 265 \cdot 0,15 \cdot \frac{100}{380} \cdot (0,329 \cdot 0,92 + 0,06 \cdot 0,39) = 5,9\%.$$

Проверяем все фидера, данные сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Потери напряжения по фидерам 0,4 кВ

Объект	F, мм ²	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU, %
ТП-1							
20	265	0,15	0,92	0,39	0,329	0,060	5,9
8	316	0,10	0,98	0,20	0,261	0,060	3,9
6	195	0,20	0,98	0,20	0,447	0,061	8,0
9	327	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,0
ТП-2							
10	322	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	5,9
12	322	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	5,9
ТП-3							
11	322	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	5,9
13	327	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,0
ТП-4							
3,14	495	0,20	0,98	0,20	0,129	0,057	6,2
7	368	0,20	0,93	0,37	0,208	0,060	7,2
ТП-5							
1	191	0,10	0,98	0,20	0,625	0,063	5,4
2	195	0,20	0,98	0,20	0,447	0,061	8,0
18	437	0,20	0,97	0,24	0,169	0,060	7,1
ТП-6							
15	322	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	5,9
21	399	0,15	0,90	0,44	0,169	0,060	4,8
4,5,19	403	0,30	0,95	0,31	0,169	0,060	9,9
ТП-7							
16	322	0,15	0,98	0,20	0,261	0,060	5,9
17	327	0,20	0,98	0,20	0,261	0,060	8,0

Все фидеры удовлетворяют условиям проверки, так как наибольшая потеря напряжения не превышает 10% по [9].

4.5 Расчёт наружного освещения

Нагрузка освещения улиц найдена оценочным методом расчёта, опираясь на рекомендации [4]:

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

где $P_{осв.уд}$ – удельная мощность освещения улиц, используется величина 10 кВт/км;

l – длина, км.

При определении нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ учитываем нагрузку освещения улиц.

4.6 Расчёт электрических нагрузок ТП

Формула для расчёта нагрузок на шинах 0,4 кВ:

$$P_{р.жд.общ} = P_{зд.мах} + \sum_1^n k_{yi} P_{зди}, \quad (21)$$

где $P_{зд.мах}$ – максимальная нагрузка строения из числа строений, подключенных к трансформаторной подстанции;

$P_{зди}$ – расчетные нагрузки других строений, питаемых от подстанции, кВт;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных строений (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

В качестве примера представлен расчёт нагрузок на ТП-1, которая питает жилые дома № 6,8,9 и дом культуры №20. Нагрузка жилых домов рассчитывается в соответствии с требованиями РД по проектированию городских нагрузок [4] учитывая современное оснащение бытовыми приборами.

Расчётная активная нагрузка, кВт:

$$P_{зд,ТП-1} = 207,3 + 0,9 \cdot (491,6) = 649,7 \text{ кВт.}$$

Таким же образом производится расчёт реактивной нагрузки, квар:

$$Q_{зд,ТП-1} = 41,67 + 0,9 \cdot (132,24) = 160,7 \text{ квар.}$$

Нагрузка уличного освещения ближайших улиц и внутренних проездов, подключенных к ТП-1, определим по формуле:

$$P_{осв,ТП-1} = P_{осв,уд.} \cdot l_{\Sigma} ,$$

$$P_{осв,ТП-1} = 10 \cdot 0,65 = 6,5 \text{ кВт.}$$

где $P_{осв,уд}$ – удельная мощность, для освещения улиц принимаем 10 кВт/км;

l_{Σ} – суммарная длина, км (для ТП-1 $l_{\Sigma}=0,65$ км).

Расчетная нагрузка на ТП-1:

$$P_{ТП-1} = P_{зд,ТП-1} + P_{осв,ТП-1}, \tag{22}$$

$$Q_{ТП-1} = Q_{зд,ТП-1}, \tag{23}$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{P_{ТП-1}^2 + Q_{ТП-1}^2}. \tag{24}$$

$$P_{ТП-1} = 649,7 + 6,5 = 656,2 \text{ кВт,}$$

$$Q_{ТП-1} = 160,7 \text{ квар,}$$

$$S_{ТП-1} = \sqrt{656,2^2 + 160,7^2} = 675,6 \text{ кВА.}$$

Схожим образом выполнен расчет для остальных ТП, результаты указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчёта нагрузок ТП

№ ТП	Основные здания		Прочие здания			Нагрузка освещения			Расчётная нагрузка ТП		
	$P_{зд макс},$ кВт	$Q_{зд макс},$ квар	$P_{зд i},$ кВт	$Q_{зд i},$ квар	K_y	$L_{тер},$ км	$P_{осв уд},$ кВт/км	$P_{осв},$ кВт	$P_{р 0,4 кВ},$ кВт	$Q_{р 0,4 кВ},$ квар	$S_{р 0,4 кВ},$ кВА
ТП-1	207,30	41,67	491,60	132,24	0,9	0,65	10	6,5	656,2	160,7	675,6
ТП-2	207,30	41,67	207,30	41,67	0,9	0,30	10	3	396,9	79,2	404,7
ТП-3	207,30	41,67	207,30	41,67	0,9	0,35	10	3,5	397,4	79,2	405,2
ТП-4	424,44	161,77	330,60	66,46	0,9	0,40	10	4	726,0	221,6	759,0
ТП-5	276,00	68,13	246,60	49,57	0,5	0,50	10	5	404,3	92,9	414,8
ТП-6	240,00	110,27	578,90	131,29	0,5	0,60	10	6	535,5	175,9	563,6
ТП-7	125,00	40,05	240,00	110,27	0,5	0,45	10	4,5	249,5	95,2	267,0

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Трансформаторные подстанции 10 кВ микрорайона индивидуальной застройки города Нерюнгри были введены в эксплуатацию в 1977 и 1978 годах, подключены к энергосистеме путём монтажа КЛ 10 кВ от подстанции Городская-1. Они предназначались для питания потребителей промышленной зоны и жилой части города Нерюнгри. Каждый с первичным напряжением 10 кВ и вторичным напряжением 0,4 кВ с воздушным и кабельным вводами. Рекомендации Правил устройства электроустановок указывают на количество трансформаторов при наличии потребителей первой и второй категории - не менее 2.

Мощность силовых трансформаторов для ТП-1 рассчитывается по приведенной формуле:

$$S_{PT} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (25)$$

где $S_{ТП}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - количество трансформаторов;

K_3^{opt} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Аварийная нагрузка до 1,7-1,8 номинальной мощности в резервируемых распределительных сетях 0,4 кВ допустима по [11]. При среднегодовой температуре 17°C согласно [10] для Нерюнгри и в случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3п/а}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt} = 0,8$.

Коэффициент загрузки выбранного трансформатора в нормальном и послеаварийном или ремонтном режимах необходимо проверять после выбора трансформатора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{Тном}}. \quad (26)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме определяется:

$$K_{3\text{п/а}} = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \leq 1,5. \quad (27)$$

На примере ТП-1 проводится выбор числа и мощности трансформаторов.

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора равен $K_3^{opt} = 0,8$:

$$S_{PT} = \frac{675,6}{2 \cdot 0,8} = 422 \text{ кВА}.$$

Выбираются трансформаторы ТМГ 2х630.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{675,6}{2 \cdot 630} = 0,54.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3\text{п/а}} = \frac{675,6}{(2-1) \cdot 630} = 1,07.$$

Так как $K_{3\text{п/а}} \leq 1,5$, на ТП-1 к установке принимаются два трансформатора марки ТМГ-630/10.

Схожим образом выберем трансформаторы для остальных ТП.

Таблица 11 – Результаты выбора мощности трансформаторов

№ ТП	Расчетная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Количество трансформаторов	Мощность трансформатора $S_{РТ}$, кВА	Номинальная мощность трансформатора	K_3	$K_{3 п/а}$
ТП-1	675,6	2	422	630	0,54	1,07
ТП-2	404,7	2	253	400	0,51	1,01
ТП-3	405,2	2	253	400	0,51	1,01
ТП-4	759,0	2	474	630	0,60	1,20
ТП-5	414,8	2	259	400	0,52	1,04
ТП-6	563,6	2	352	400	0,70	1,41
ТП-7	405,2	2	253	400	0,51	1,01

Условию проверки соответствуют все выбранные трансформаторы по работе в аварийном и нормальном режимах. Параметры выбранных трансформаторов в таблице 12.

Таблица 12 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
ТП-1, ТП-4	ТМГ- 630/10	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-2, ТП-3, ТП-5, ТП-6, ТП-7	ТМГ- 400/10	1,05	5,50	4,50	2,10

6 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ТП

Для каждой ТП определяется $tg\varphi$ по формуле для ТП-1:

$$tg\varphi_1 = \frac{Q_{p.ТП1}}{P_{p.ТП1}}. \quad (28)$$

$$tg\varphi_1 = \frac{160,7}{656,2} = 0,24.$$

В соответствии с приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», предельно-допустимая величина для шин 0,4 кВ - 0,35.

Требуемая мощность КУ для ТП-1, квар:

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = Q_{p.ТП1} - P_{p.ТП1} \cdot tg\varphi_{\text{пред}}, \quad (29)$$

$$Q_{\text{треб.ТП1}} = 303,7 - 1251,2 \cdot 0,35 = -69.$$

При отрицательной мощности КУ их установка не требуется. Для остальных ТП расчёт приведён в таблице 13.

Таблица 13 – КРМ в сети 0,4 кВ

№ ТП	tgφ	Q _{тр} , квар	Мощность КУ, квар
ТП-1	0,24	-69	0
ТП-2	0,20	-59,7	0
ТП-3	0,20	-59,9	0
ТП-4	0,31	-32,5	0
ТП-5	0,23	-48,5	0
ТП-6	0,33	-11,4	0
ТП-7	0,20	-59,9	0

По результатам расчёта из таблицы 13 очевидно, что в случае если мощность конденсаторных установок имеет отрицательное значение, то установка их на подстанции не даст требуемого эффекта, а значит установка батарей не имеет смысла.

8 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

На рисунке 4 указана исходная схема (слева) и схема замещения (справа) и обозначены точки короткого замыкания для которых выполняется расчёт в сети 10-0,4 кВ.

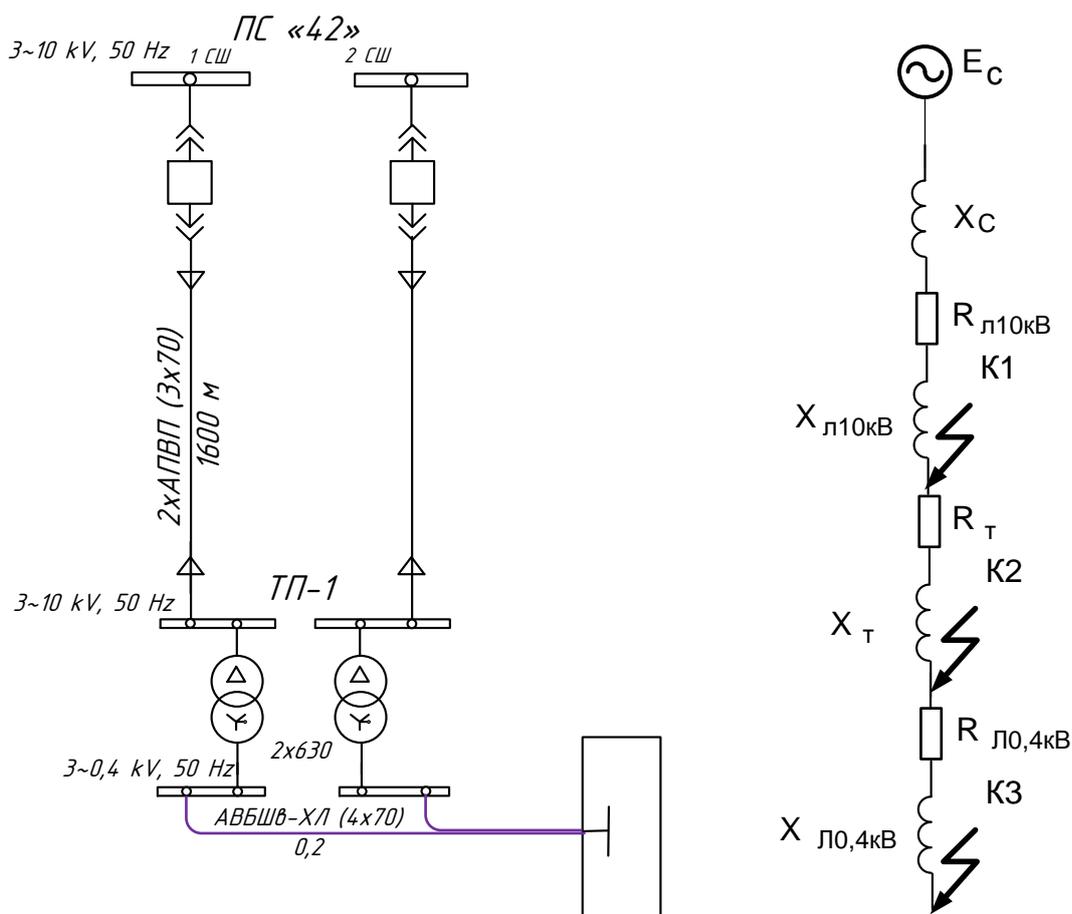


Рисунок 4 - Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Отключающая способность выключателя нагрузки не стороне ВН ТП принимается в качестве исходных данных для расчёта сопротивления системы, мОм:

$$x_c = \frac{U_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{осВ}^{(3)}}, \quad (30)$$

где $U_{ВН}$ - напряжение стороны ВН 10,5 кВ;

$I_{ocB}^{(3)}$ - отключающая способность выключателя на ПС «42» $I_{ocB}^{(3)} = 12,5$ кА.

$$x_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,462.$$

Участки линий вводятся своими сопротивлениями, Ом:

$$X_{Л} = \frac{x_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (31)$$

$$R_{Л} = \frac{r_{y\partial} \cdot L}{n}, \quad (32)$$

где $r_{y\partial}, x_{y\partial}$ - удельное активное и реактивное сопротивление провода, мОм/км;

L – длина участка, км;

n – количество параллельных линий.

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}. \quad (33)$$

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}. \quad (34)$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T}}. \quad (35)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{y\partial} = K_{y\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}. \quad (36)$$

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 10 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)}. \quad (37)$$

Для ТП-1 выполним расчет относительно точки К1.

Активное сопротивление участка кабеля 10 кВ, Ом:

$$R_{\text{Л_ТП-1}} = 0,443 \cdot 1,6 = 0,71.$$

Так как соотношение $r_{y\partial} / x_{y\partial}$ меньше 3, то согласно [12] $X_{\text{Л}}$ очень мало и при расчете не учитывается.

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{\text{ПО}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,71^2 + 0,462^2}} = 6,8 \text{ кА}.$$

Для апериодической составляющей тока КЗ необходимо найти постоянную затухания:

$$T = \frac{0,462}{0,71 \cdot 314} = 0,0024 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая характеризуется коэффициентом затухания:

$$K_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0024}} = 1,02.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y\partial} = 1,1 \cdot \sqrt{2} \cdot 6,8 = 9,8 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания без расчёта схемы обратной последовательности в сети 10 кВ упрощённо определяется как, кА:

$$I_{\text{по}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,8 = 5,92 \text{ кА.}$$

Произведем расчет схожим образом для всех ТП (точка К1), итоги расчёта помещаем в таблицу 14.

Таблица 14 – Итоги расчета токов короткого замыкания для точки К1 в сети 10 кВ

№ ТП	R_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{по}}^{(2)}$, кА	T, с	$K_{y\partial}$	$I_{y\partial}$, кА
ТП-1	0,71	0,89	6,80	5,92	0,0024	1,02	9,8
ТП-2	0,53	0,75	8,15	7,09	0,0031	1,04	12,0
ТП-3	0,40	0,64	9,41	8,19	0,0040	1,08	14,4
ТП-4	0,27	0,56	10,85	9,44	0,0059	1,18	18,2
ТП-5	0,53	0,75	8,15	7,09	0,0031	1,04	12,0
ТП-6	0,40	0,64	9,41	8,19	0,0040	1,08	14,4
ТП-7	0,22	0,54	11,34	9,87	0,0070	1,24	19,9

Схожим образом, находим токи короткого замыкания для точки К2, но для данной точки К3 сопротивление системы приводится к напряжению 0,4 кВ.

Ток однофазного КЗ рассчитывается для проверки чувствительности вставок предохранителей, автоматических выключателей, кА:

$$I_{\text{П0}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ВН}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (38)$$

где $R_{2\Sigma}, X_{2\Sigma}$ - сопротивления обратной последовательности, для всех имеющихся элементов равно сопротивлению прямой последовательности;

$R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления прямой последовательности;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для линий принимаются $X_{0л} = 3.5 \cdot X_{1л}, R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$. Результаты расчета в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов к.з. для точки К2 в сети 0,4 кВ

№ ТП	S _Т , МВА	R _Т , Ом	X _Т , Ом	I ⁽³⁾ _{поТП} , кА	I ⁽¹⁾ _{поТП} , кА	I _{уд} ТП, кА
ТП-1	630	0,0034	0,0135	4,9	4,6	6,9
ТП-2	400	0,0059	0,017	5,1	4,3	7,1
ТП-3	400	0,0059	0,017	5,5	4,5	7,8
ТП-4	630	0,0034	0,0135	6,6	5,6	9,4
ТП-5	400	0,0059	0,017	5,1	4,3	7,1
ТП-6	400	0,0059	0,017	5,5	4,5	7,8
ТП-7	400	0,0059	0,017	6,1	4,8	8,6

Начальный момент времени КЗ характеризуется периодической составляющей тока короткого замыкания, кА:

$$I_{\text{П0}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{Л_ТП-1}} + R_{\text{ТР}})^2 + (x_{\text{С.прис0,4}} + X_{\text{КЛ0,4}} + X_{\text{ТР}})^2}}. \quad (39)$$

Произведем расчет схожим образом для всех ТП, итоги расчёта показываем в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета токов к.з. для точки КЗ в сети 0,4 кВ

№ ТП	Наименование потребителя	$R_{кЛ04}, \text{Ом}$	$X_{кЛ04}, \text{Ом}$	$I_{\text{поВРУ}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{поВРУ}}^{(1)}, \text{кА}$	$I_{\text{удВРУ}}, \text{кА}$
ТП-1	6	0,089	0,012	2,1	1,0	3,0
ТП-2	10	0,039	0,009	3,3	1,4	4,6
ТП-3	13	0,052	0,012	2,9	1,4	4,1
ТП-4	7	0,042	0,012	3,6	1,3	5,0
ТП-5	2	0,089	0,012	2,1	1,8	2,9
ТП-6	5	0,051	0,018	2,8	2,2	4,0
ТП-7	17	0,052	0,012	3,0	1,4	4,3

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТОВ ТП

9.1 Выключатели нагрузки 10 кВ

Выключатели нагрузки устанавливаются на стороне 10 кВ ТП. Предохранитель и разъединитель, размещенные на одной раме, представляют собой выключатель нагрузки. Принимается номинальная мощность одного трансформатора ТП-1 в ходе выбора предохранителей при нахождении тока на стороне ВН ТП:

$$I_P = \frac{S_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (40)$$

$$I_P = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73 \text{ А},$$

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{н.ом}}, \quad (41)$$

$$73 \text{ А} \leq 80 \text{ А}$$

Паспортные данные использованы из источника [13]. Итоговые данные укажем в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор выключатели нагрузки 10 кВ

№ ТП	S_T , кВА	$I_{\text{РАСЧ}}$, А	Предохранители для защиты трансформаторов ТП			Выключатели нагрузки		
			$I_{\text{номПР}}$, А	$I_{\text{ВСТ}}$, А	Тип предохранителя	I_H , А	$I_{\text{НОМ}}$, А	Тип выключате- ля
ТП1	630	73	160	80	ПКТ-103 – 10-У3	73	400	ВНП-10/400
ТП2	400	46	160	50	ПКТ-103 – 10-У3	46	400	ВНП-10/400
ТП3	400	46	160	50	ПКТ-103 – 10-У3	46	400	ВНП-10/400
ТП4	630	73	160	80	ПКТ-103 – 10-У3	73	400	ВНП-10/400
ТП5	400	46	160	50	ПКТ-103 – 10-У3	46	400	ВНП-10/400
ТП6	400	46	160	50	ПКТ-103 – 10-У3	46	400	ВНП-10/400
ТП7	400	46	160	50	ПКТ-103 – 10-У3	46	400	ВНП-10/400

Выключатели нагрузки проверяются по следующим условиям:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) , \quad (42)$$

где $t_{отк}$ – собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,055$ с.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} , \quad (43)$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (берётся из паспорта $I_{терм} = 12,5$ кА);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (берётся из паспорта $t_{терм} = 4$ с).

2. По динамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин} . \quad (44)$$

Наибольший ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ получен для ТП1, поэтому выполняется проверка выключателя нагрузки для ТП-1:

$$B_k = 6,8^2 \cdot (0,055 + 0,4) = 21 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{Кном} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2\text{с},$$

Для остальных ТП результаты проверки сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$B_{кр}, \text{кА}^2\text{с}$	$B_{Кн}, \text{кА}^2\text{с}$	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{дин}, \text{кА}$
ТП-1	21	625	9,778	32
ТП-2	24	625	11,99	32
ТП-3	23	625	14,43	32
ТП-4	18	625	18,16	32
ТП-5	24	625	11,99	32
ТП-6	23	625	14,43	33
ТП-7	20	625	19,89	34

9.2 Автоматические выключатели 0,4 кВ

Расчетный ток определяет условия выбора автоматических выключателей:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (45)$$

где I_p – максимальный рабочий ток.

Для ТП-1:

$$1000 \text{ A} \geq 900 \text{ A},$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 19.

Таблица 19 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	S, кВА	I_p АВТ, А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
ТП1	675,6	488	600	ВА-55-41
ТП2	404,7	292	400	ВА-55-41
ТП3	405,2	293	400	ВА-55-41
ТП4	759,0	548	600	ВА-55-41
ТП5	414,8	300	400	ВА-55-41
ТП6	563,6	407	600	ВА-55-41
ТП7	405,2	293	250	ВА-55-41

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ (46) и чувствительность к токам КЗ (47) являются основными условиями проверки автоматических выключателей:

$$1,25 \cdot I_{\text{уст.эм.расц}} \leq I_{\text{но}}^{(1)}, \quad (46)$$

где $I_{уст.эм.расц}$ - электромагнитный расцепитель со своей уставкой задается данным током [13], А.

$$I_{уст.эм.расц} = I_{расц} / k_{т.расц.}, \quad (47)$$

где $k_{т.расц.}$ - выбирается из диапазона от 1 до 10, кратность тока расцепителя подбирается так, чтобы уставка срабатывания чувствовала однофазное КЗ [13].

Предварительно выбран выключатель автоматический ВА 55-41 на ТП1, проверим его по условиям проверки:

$$I_{отк} = 40 \text{ кА},$$

$$I_{расц} = 600 \text{ А},$$

$$k_{т.расц.} = 1.$$

Токи КЗ:

$$I_{но}^{(3)} = 4,9 \text{ кА},$$

$$I_{но}^{(1)} = 1 \text{ кА}.$$

1) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} = 4,9 \text{ кА} \leq I_{отк} = 40 \text{ кА}.$$

2) по чувствительности к токам КЗ:

$$1,25 \cdot I_{уст.эм.расц} = 1,25 \cdot I_{расц} / k_{т.расц.} = 1,25 \cdot 0,6 / 1,$$

$$0,75 \text{ кА} \leq I_{но}^{(1)} = 1 \text{ кА}.$$

Для остальных ТП расчёт проводится схожим порядком, итоги расчёта указаны в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка АВ по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка АВ по чувствительности к токам КЗ				
	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	$I_{\text{по}}^{(3)} < I_{\text{отк}}$	$I_{\text{расц}}$, кА	$I_{\text{по}}^{(1)}$, кА	$k_{\text{т.расц}}$	$I_{\text{уст.эм.расц}}$, А	$1,25 \cdot I_{\text{расц}} < I_{\text{по}}^{(1)}$
ТП-1	4,9	40	4,9 < 40	0,6	1,0	1	600	0,75 < 1
ТП-2	5,1	40	5,1 < 40	0,4	1,4	1	400	0,5 < 1,4
ТП-3	5,5	40	5,5 < 40	0,4	1,4	1	400	0,5 < 1,4
ТП-4	6,6	40	6,6 < 40	0,6	1,3	1	600	0,75 < 1,3
ТП-5	5,1	40	5,1 < 40	0,4	1,8	1	400	0,5 < 1,8
ТП-6	5,5	41	5,5 < 41	0,6	2,2	1	600	0,75 < 2,2
ТП-7	6,1	42	6,1 < 42	0,3	1,4	1	300	0,375 < 1,4

Таким образом, проверив автоматические выключатели на характерных ТП, делаем вывод о том, что они соответствуют условиям проверки.

9.3 Рубильники 0,4 кВ

Расчетный ток определяет условия выбора рубильников:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{р}}, \quad (48)$$

где $I_{\text{р}}$ – максимальный рабочий ток.

Для ТП-1:

$$1000 \text{ А} \geq 488 \text{ А},$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 21.

Таблица 21 - Выбор рубильников 0,4 кВ

№ ТП	I_P, A	$I_{ном.}, A$	Марка выключателя
ТП-1	488	600	РП - 6
ТП-2	292	400	РП - 4
ТП-3	293	400	РП - 4
ТП-4	548	600	РП - 6
ТП-5	300	400	РП - 4
ТП-6	407	600	РП - 6
ТП-7	293	400	РП - 4

Разрушающее действие трёхфазных токов КЗ является основными условиями проверки рубильников:

$$I_{по}^{(3)} = 4,9 \text{ кА} \leq I_{отк} = 40 \text{ кА}.$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 22.

Таблица 22 – Проверка рубильников 0,4 кВ

№ ТП	$I_{по}^{(3)}, \text{ кА}$	$I_{отк}, \text{ кА}$	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$
ТП-1	4,9	40	4,9 < 40
ТП-2	5,1	40	5,1 < 40
ТП-3	5,5	40	5,5 < 40
ТП-4	6,6	40	6,6 < 40
ТП-5	5,1	40	5,1 < 40
ТП-6	5,5	40	5,5 < 41
ТП-7	6,1	40	6,1 < 42

Проверенные рубильники на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому их принимаем к установке.

9.4 Предохранители 0,4 кВ

Расчетный ток определяет условия выбора предохранителей. Для защиты фидеров 0,4 кВ используем предохранители марки НПН и ПН-2.

Условие выбора:

$$I_{расч} \leq I_{ВСТ} \leq I_{номПР}, \quad (49)$$

где $I_{ВСТ}$ - номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ - номинальный ток предохранителя.

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$I_{расч}$, А	$I_{ВСТ}$, А	Тип предохранителя	количество
ТП-1				
20	265	400	ПН-2 –400	2
8	316	400	ПН-2 –400	2
6	195	250	ПН-2 –250	2
9	327	400	ПН-2 –400	2
ТП-2				
10	322	400	ПН-2 –400	2
12	322	400	ПН-2 –400	2
ТП-3				
11	322	400	ПН-2 –400	2
13	327	400	ПН-2 –400	2
ТП-4				
3,14	495	500	ПН-2 –600	2
7	368	400	ПН-2 –400	2
ТП-5				
1	191	400	ПН-2 –400	2
2	195	500	ПН-2 –600	2
18	437	400	ПН-2 –400	2
ТП-6				
15	322	400	ПН-2 –400	2
21	399	400	ПН-2 –400	2
4,5,19	403	500	ПН-2 –600	2
ТП-7				
16	322	400	ПН-2 –400	2
17	327	400	ПН-2 –400	2

Принимается 3 условия проверки предохранителей:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{ВСТ} \leq 3 \cdot I_{дл.дом} \cdot \quad (50)$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} \leq I_{отк} \cdot \quad (51)$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{но}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{ВСТ} \cdot \quad (52)$$

Для наглядности, выполняется проверка предохранителя на ТП 1. Дальний потребитель в смысле электрического удаления - жилой дом (№6 на экспликации), для него выбран предохранитель ПН-2-250, $I_{отк} = 15$ кА, $I_B = 250$ А. Длительно допустимый ток фидера по справочнику $I_{дл.дом} = 242$ А. Из расчётов токов КЗ выбраны параметры $I_{но}^{(3)} = 2,1$ кА, $I_{но}^{(1)} = 1$ кА.

Проверка:

1) по согласованию с сечением проводника:

$$I_{ВСТ} = 250 \leq 3 \cdot I_{дл.дом} = 3 \cdot 242 = 726 \text{ А}.$$

2) по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{ПО}^{(3)} = 2,1 \text{ кА} \leq I_{отк} = 15 \text{ кА}.$$

3) по чувствительности к токам КЗ:

$$3 \cdot I_{ВСТ} = 3 \cdot 0,25 = 0,75 \text{ кА} \leq I_{по}^{(1)} = 1 \text{ кА}.$$

Делается вывод о том, что выбранные предохранители отвечают всем условиям проверки.

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка предохранителей 0,4 кВ

№ ТП	Проверка предохранителей по согласованию с сечением проводника			Проверка предохранителей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ			Проверка предохранителей по чувствительности к токам КЗ		
	$I_{ВСТ},$ А	$I_{дл.доп.},$ А	$I_{ВСТ} < 3 \cdot I_{дл.доп}$	$I_{по}^{(3)},$ кА	$I_{отк.},$ кА	$I_{по}^{(3)} < I_{отк}$	$I_{ВСТ.},$ кА	$I_{по}^{(1)},$ кА	$3 \cdot I_{В} < I_{по}^{(1)}$
ТП-1	250	242	250 < 726	2,1	15	2,1 < 15	0,25	1,0	0,75 < 1
ТП-2	400	339	400 < 1017	3,3	15	3,3 < 15	0,40	1,4	1,2 < 1,4
ТП-3	400	339	400 < 1017	2,9	15	2,9 < 15	0,40	1,4	1,2 < 1,4
ТП-4	400	385	400 < 1155	3,6	15	3,6 < 15	0,40	1,3	1,2 < 1,3
ТП-5	500	242	500 < 726	2,1	15	2,1 < 15	0,50	1,8	1,5 < 1,8
ТП-6	500	443	500 < 1329	2,8	16	2,8 < 16	0,50	2,2	1,5 < 2,2
ТП-7	400	339	400 < 1017	3,0	17	3 < 17	0,40	1,4	1,2 < 1,4

Проверенные предохранители на ТП отвечают требованиям проверки, поэтому их принимаем к установке.

10 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В качестве источника питания рассматриваемого района принимаем шины 10 кВ ПС «42», на ТП выбираются силовые трансформаторы ТМГ-400/10 (масляные герметичные, без расширительного бака с улучшенной изоляцией).

10.1 Пересчёт нагрузки на ТП

Учётом потерь в трансформаторах ТП следует обязательно проводить при расчёте нагрузки сетей 10 кВ, потери суммируются с нагрузкой на шинах 0,4 кВ ТП.

Потери в трансформаторе:

- потери в меди или потери КЗ;
- потери в стали или потери холостого хода.

Активные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (53)$$

где ΔP_X - активные потери холостого хода, берётся из паспорта трансформатора;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери в трансформаторах, рассчитываются как:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K, \quad (54)$$

где ΔQ_X - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_x}{100}, \quad (55)$$

где $S_{ном.т}$ - номинальная мощность трансформатора;

I_x - ток холостого хода, берётся из паспорта трансформатора.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{U_k}{100}, \quad (56)$$

где U_k - напряжение короткого замыкания.

Справочные данные трансформаторов показаны в [].

Рассчитаем потери в трансформаторе на ТП 1, $S_{НОМ} = 630$ кВА:

$$\Delta P_{Т1} = 1,56 \cdot 2 + 0,54^2 \cdot 7,6 / 2 = 4,2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{X.Т1} = 630 \cdot \frac{2}{100} = 12,6 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{K.Т1} = 630 \cdot \frac{5,5}{100} = 34,65 \text{ квар},$$

$$\Delta Q_{Т1} = 12,6 \cdot 2 + 0,54^2 \cdot 34,65 / 2 = 30,2 \text{ квар}.$$

Схожим образом для остальных ТП проводится расчёт потерь мощности в трансформаторах.

Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН, находится с использованием формулы:

$$S_{ВН ТП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2}, \quad (57)$$

где n – количество трансформаторов ТП.

$$S_{ВН ТП-1} = \sqrt{(656,2 + 2 \cdot 4,2)^2 + (160,7 + 2 \cdot 30,2)^2} = 700,5 \text{ кВА}.$$

Схожим образом рассчитываем суммарную нагрузку для остальных ТП. Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 25.

Таблица 25 – Пересчёт нагрузки на ТП

№ ТП	Определение потерь мощности в трансформаторах ТП						Нагрузка ТП, приведенная к стороне ВН
	ΔP_X , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_X , %	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	$S_{ВН\ ТП}$, кВА
ТП-1	1,56	7,60	5,50	2,00	4,2	30,2	700,5
ТП-2	1,05	5,50	4,50	2,10	2,8	19,1	419,2
ТП-3	1,05	5,50	4,50	2,10	2,8	19,1	419,7
ТП-4	1,56	7,60	5,50	2,00	4,5	31,5	788,1
ТП-5	1,05	5,50	4,50	2,10	2,8	19,2	430,5
ТП-6	1,05	5,50	4,50	2,10	3,5	21,3	584,7
ТП-7	1,05	5,50	4,50	2,10	2,8	19,1	419,7

10.2 Выбор кабелей 10 кВ

Для определения расчётной нагрузки линий 10 кВ применяется выражение:

$$S_{P\ ТП} = k_{COBM} \cdot S_{\Sigma}, \quad (58)$$

где k_{COBM} - зависит от характера нагрузки и количества трансформаторов, представляет собой коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов [4].

Для определения расчётного тока линии используется выражение:

$$I_{P.KЛ} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (59)$$

Используем двухлучевую схему сети 10 кВ, [15], принимая во внимание категорию по надёжности потребителей,

Составляются 2 варианта выполнения схемы сети 10 кВ:

- вариант 1 – 2 двухлучевых магистрали включающие ТП4-ТП3-ТП2-ТП1 и ТП7-ТП6-ТП5 (рисунок 5);
- вариант 2 – 2 двухлучевых магистрали включающие ТП6-ТП5-ТП4-ТП2 и ТП7-ТП3-ТП1 (рисунок 6).

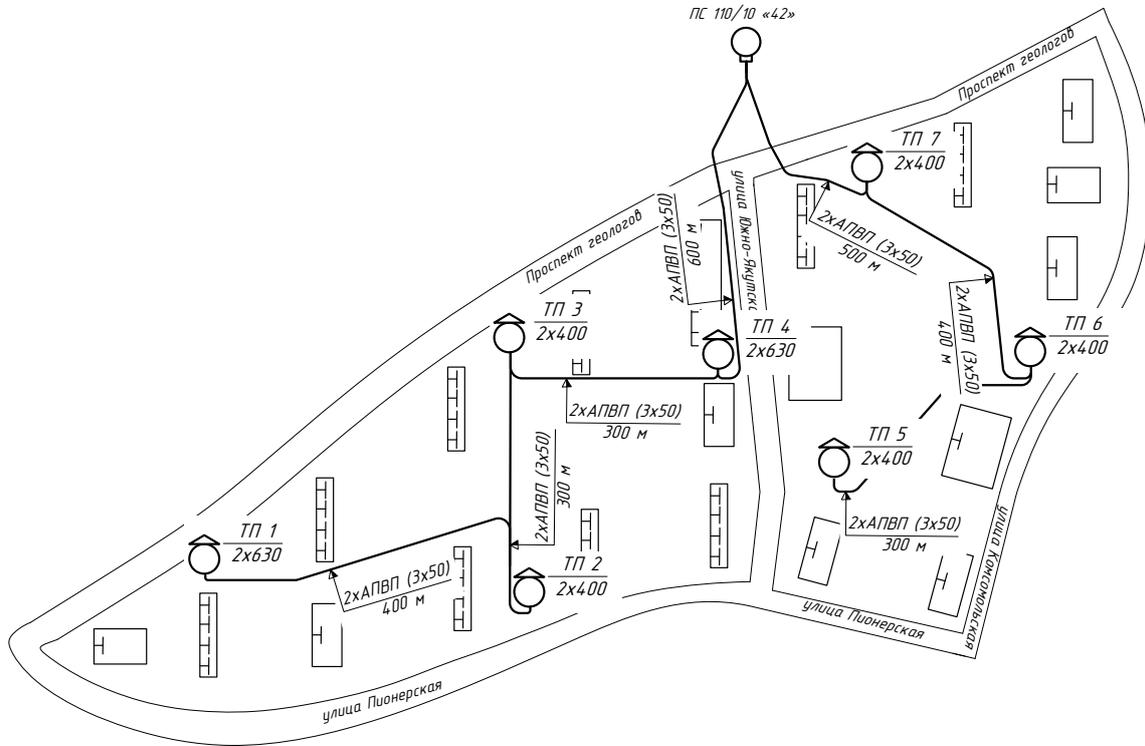


Рисунок 5 – Вариант 1

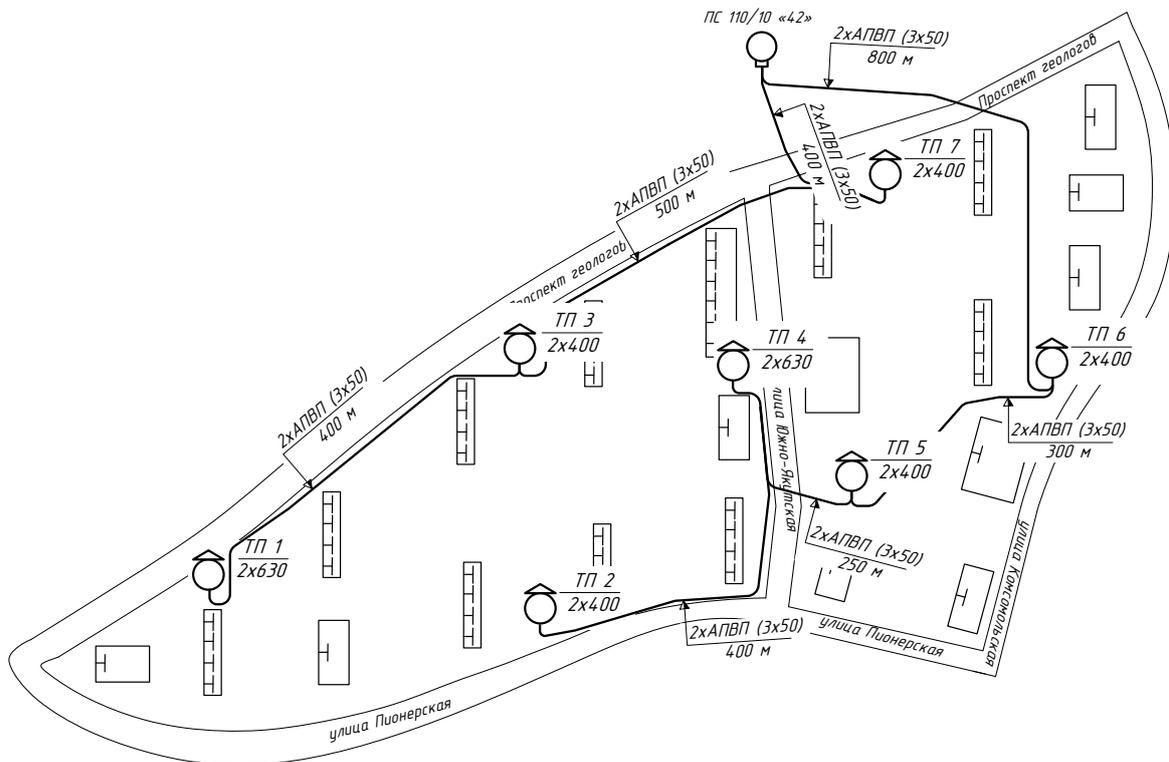


Рисунок 6 – Вариант 2

Расчёт параметров линии питания нескольких ТП4 – ТП3 – ТП2 – ТП1 приведён для примера по варианту 1:

$$S_{\Sigma(1-2-3-4)} = S_{ТП-1} + S_{ТП-2} + S_{ТП-3} + S_{ТП-4},$$

$$S_{\Sigma(1-2-3-4)} = 788,1 + 419,7 + 419,2 + 700,5 = 2327,6 \text{ кВА},$$

$$S_{P.KЛ1(1\epsilon)} = k_{COBM} \cdot S_{\Sigma 1-4},$$

$$S_{P.KЛ1(1\epsilon)} = 0,8 \cdot 2327,6 = 1861 \text{ кВА},$$

$$I_{P.KЛ1(1\epsilon)} = \frac{1861}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 54 \text{ А}.$$

Кабель марки АПвП принимается для подключения ТП:

А – жила из алюминия;

Пв - сшитый полиэтилен в качестве изоляции;

П – пластмасса в качестве оболочки.

Обязательно учитывать несколько коэффициентов для кабелей 10 кВ:

- $K_{CH} = 0,9$, поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях в траншее;

- $K_{ПЕР} = 1,1$ поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течении 6 часов;

- $K_{ТЕМП} = 1$ поправка на температуру окружающей среды, принимается летняя температура 25 градусов;

Необходимо также учитывать запас выбранного сечения для выполнения условия допустимой потери напряжения.

Потери напряжения находим по формуле (19).

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор варианта сети 10 кВ

$N_{\text{ТП}}$, шт	$P_{\text{СУММ КЛ}}$, кВт	$Q_{\text{СУММ КЛ}}$, квар	$K_{\text{СОВМ}}$	$S_{\text{Р КЛ}}$, кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$, А	$I_{\text{ДОП КЛ}}$, А	$J_{\text{КЛ}}$, А/мм ²	L , км	$F_{\text{КЛ}}$, мм ²	$\cos(\varphi)$	$R_{\text{КЛ}}$, Ом/км	$\Delta U_{\text{КЛ}}$, %
ВАРИАНТ 1												
8	2205,1	740,3815	0,80	1861	54	240	0,8	1,6	70	0,92	0,443	1,2
6	1355,34	467,1944	0,80	1147	33	240	0,5	1,2	70	0,92	0,443	0,6
ВАРИАНТ 2												
6	1470,63	455,8355	0,80	1232	36	240	0,5	1,3	70	0,92	0,443	0,7
8	2089,81	751,7404	0,80	1777	51	240	0,7	1,75	70	0,92	0,443	1,3

Потери мощности для вариантов сети 10 кВ по двухлучевых схемам определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{Л}} = \sum \frac{P_{\text{Л}}^2 + Q_{\text{Л}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (60)$$

где $P_{\text{Л}}$ – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{\text{Л}}$ – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

R, X – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

T – количество часов максимума нагрузки.

Величина потерь в нормальном и аварийном режимах суммируется и определяются совокупные потери при нормальном и аварийном режимах для каждой линии 10 кВ.

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет потери мощности в сети

Питаемые ТП	$\Delta W_{\text{КЛ}}$, кВт·ч
Вариант №1	
ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1	61269
ТП 7 - ТП 6 - ТП 5	17455
Итого по 1 варианту	78724
Вариант №2	
ТП 7 - ТП 3 - ТП 1	21810
ТП 6 - ТП 5 - ТП 4 - ТП 2	61090
Итого по 2 варианту	82900

10.3 Технико-экономическое обоснование схемы сетей 10 кВ

Сечение кабеля F , мм², выбрано исходя из расчётного тока на головных участках сети во время расчета распределительной сети напряжением 10 кВ, в итоге выбрана марка кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Экономически целесообразным вариант сети считается в том случае, если приведенные затраты такого варианта минимальные.

Приведенные затраты вычисляются по выражению, расчёт выполняется для каждого варианта:

$$Z = E_H \cdot K + I = E_H \cdot (K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ВЫКЛ}}) + (a_{\text{ам.кл.}} \cdot K_{\text{КЛ}} + a_{\text{ам.выкл.}} \cdot K_{\text{ВЫКЛ}}) + \frac{(K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{ВЫКЛ}})}{T} + C_0 \cdot (\Delta W_{\text{ВЛ}}) \cdot 10^{-3}, \quad (61)$$

где $E_H = 0,0775$ - устанавливаемый Центробанком норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования;

$K_{\text{КЛ}}$ и $K_{\text{ВЫКЛ}}$ - стоимость кабелей и выключателей;

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, $C_0 = 3,5$ руб/кВт·ч, [17];

$a_{ам.выкл}$, $a_{ам.кл}$ - ежегодные отчисления на окупаемость, ремонт и обслуживание выключателей и кабельных линий ($a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.кл} = 0,4\%$);

T - срок окупаемости (для выключателей и кабелей $T=20$ лет);

$\Delta W_{вл}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

Количество и мощность трансформаторов одинаковы для обоих вариантов, поэтому проводим сравнение вариантов по несовпадающим частям.

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 28.

Таблица 28 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

№	Показатель	Вариант №1	Вариант №2
1	Количество выключателей 10 кВ, шт	4	4
2	Стоимость выключателя 10 кВ, тыс. руб	650	650
3	Капиталовложения в выключатели, тыс. руб	2600	2600
4	Протяженность КЛ 10 кВ сечением 70 мм ² , км	2,8	3,1
5	Стоимость кабеля сечением 70 мм ² , тыс. руб./км	882	882
6	Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	2470	2690,1
7	затраты на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс.руб	10	11
8	затраты на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс.руб	153	153
9	затраты на амортизацию электрооборудования, тыс руб	253	265
10	Потери электроэнергии, кВт·ч	78724	82900
11	Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч	3.5	3.5
12	Затраты на покупку потерь электроэнергии, тыс. руб.	276	290
13	ИТОГО приведенные затраты, тыс руб.	1085	1129

Выбираем вариант 1 по минимальным издержкам потерь электроэнергии, так как вариант 2 оказался дороже на 3.9% по приведенным затратам.

10.4 Проверка кабелей 10 кВ

В послеаварийном режиме требуется проверить ранее выбранный вариант на падения напряжения по формуле (19). В проекте используется двухлучевая схема.

Проверка КЛ осуществляется по потери напряжения, %:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 54 \cdot 1,6 \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,443 \cdot 0,92 + 0,064 \cdot 0,39) = 1,2\%.$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 29.

Таблица 29 – Падение напряжения для выбранного варианта

Линия	Нормальный режим		Послеаварийный режим	
	R _{КЛ} , Ом/км	ΔU _{КЛ} , %	R _{КЛ} , Ом/км	ΔU _{КЛ} , %
ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1	0,22	1,2	0,443	2,4
ТП 7 - ТП 6 - ТП 5	0,22	0,6	0,443	1,2

В послеаварийном режиме падение напряжения менее 10%.

Требуется проверить фидера 10 кВ на термическую стойкость к воздействию токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$F_{терм.} = \frac{I_{КЗ} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T}, \quad (62)$$

где $I_{КЗ}$ - установившееся значение тока КЗ;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания релейной защиты (0,01 с) и времени отключения выключателя (0,045 с), с учётом ступени селективности 0,1 с;

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 30.

Таблица 30 – Проверка сечений линий 10 кВ

Линия	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$F_{\text{терм.}}$	$F_{\text{кл.факт}}$
ТП-1	6,80	48	70
ТП-2	8,15	51	70
ТП-3	9,41	50	70
ТП-4	10,85	44	70
ТП-5	8,15	51	70
ТП-6	9,41	50	70
ТП-7	11,34	46	70

Все ранее выбранные сечения линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

11 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПС

Внедрение установок для компенсации реактивной мощности (УКРМ) позволяет решить задачи по энергосбережению, повышению пропускной способности линий и улучшению качества электрической энергии при гарантиях высокого качества компонентов и инжиниринговых услуг.

Суммарная активная и реактивная мощность:

$$P_{расч} = 2594 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч} = \sqrt{S_{\Sigma}^2 - P_{расч}^2}$$

$$Q_{расч} = \sqrt{(2820)^2 - (2594)^2} = 1105 \text{ квар.}$$

Требуемый коэффициент мощности является определяющим фактором для выбора конденсаторных батарей.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = Q_{расч} - P_{расч} \cdot tg\phi_H, \quad (63)$$

где $tg\phi_H$ - нормативный коэффициент мощности на напряжение 10 кВ
 $tg\phi_H = 0,4$.

$$Q_{ку} = 1105 - 2594 \cdot 0,4 = 67 \text{ квар.}$$

Используются конденсаторные батареи компенсирующих устройств следующей мощности:

$$Q_{ку \text{ факт}} = 100 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная мощность находится с использованием формулы:

$$Q_{\text{неск}} = Q_{\text{расч}} - Q_{\text{ку.факт}}, \quad (64)$$

$$Q_{\text{неск}} = 1105 - 100 = 1005 \text{ квар.}$$

По остальным присоединениям подстанции 42 отсутствует информация по нагрузкам, поэтому компенсация в целом по центру питания не проводится.

12 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

Существует приближенная формула с приемлемой погрешностью 10% в оценочных расчётах для нахождения величины ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}, \quad (65)$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

L_K – суммарная длина КЛ, км.

Ёмкостной ток сети находится по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 5,6}{10} = 7,56 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора нецелесообразна, в случае когда ток менее 20 А по Правилам устройства электроустановок в сети 10 кВ.

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС

13.1 Выбор КРУ

В РУ-10 кВ ПС «42» установлены ячейки К-ШУ. Данный вид ячеек является устаревшим. При разработке проекта необходимо использовать новое современное оборудование, поэтому для установки на резервных свободных фидерах выбираем КРУ К-63, изготавливаемые заводом «Самараэлектроцит», [19].

13.2 Оборудование КРУ

13.2.1 Выбор выключателей

В КРУ К-63 применяются вакуумные выключатели ВВ/Тел-10–12,5-20/630УХЛ2.

Выполняем проверку выключателей по термической устойчивости для каждой магистрали:

$$B_K = I_{no}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

Линейные выключатели 1 сш и 2 сш ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1:

$$B_K = 10,85^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 124 \text{ кА}^2\text{с},$$

Линейные выключатели 1 сш и 2 сш ТП 7 - ТП 6 - ТП 5:

$$B_K = 11,34^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 136 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, принимаем $t_{отк} = 0,045\text{с}$.

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{ном.откл}}, \quad (66)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 12,5 = 7,071 \text{ кА},$$

где $\beta_{\text{н}}$ – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_{\text{н}} = 40\%$;

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

Проверка по полному току КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к2}}^{(3)} + i_{\text{atk2}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном.отк}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right), \quad (67)$$

Линейные выключатели 1 сш и 2 сш ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1:

$$\sqrt{2} \cdot 10,85 + 10,85 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$26,2 \leq 39,5 \text{ кА},$$

Линейные выключатели 1 сш и 2 сш ТП 7 - ТП 6 - ТП 5:

$$\sqrt{2} \cdot 11,34 + 11,34 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right),$$

$$27,3 \leq 39,5 \text{ кА}.$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 31.

Таблица 31– Сравнение данных по выбору и проверке линейных выключателей 10 кВ ПС

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
Линейные 1 сш и 2 сш ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 108 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 18,2 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 124 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,85 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 10,85 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
Линейные 1 сш и 2 сш ТП 7 - ТП 6 - ТП 5		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 66 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,9 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} = 11,34 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 11,34 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 7,071 \text{ кА}$	$i_{ат} = 3,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, поэтому устанавливаем выключатели марки ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

13.2.2 Выбор трансформаторов тока

Условия выбора трансформаторов тока:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

- по току:

$$I_{норм} \leq I_{I_{ном}},$$

$$I_{max} \leq I_{I_{ном}}.$$

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости:

$$i_{y\delta} = K_{эд} \sqrt{2} I_{I_{ном}}, \quad (68)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{I_{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

- по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_t \cdot I_{I_{ном}})^2 \cdot t_t, \quad (69)$$

где K_t – кратность термической стойкости, величина справочная,

t_t – время термической стойкости, величина справочная.

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (70)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$.

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{конт}$ ($r_{конт} = 0,1$ Ом):

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (71)$$

Составляется таблица 32 с нагрузкой приборов во вторичной цепи трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

№ п/п	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
1	Амперметр	Э-335		0,5	
2	Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0,12		0,12
3	Ватметр	Д-335	0,5		0,5
4	Варметр	Д-335	0,5		0,5
5	Итого		1,24	0,5	1,24

Из таблицы 32 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выберем марку трансформатора тока ТОЛ 10 – У2.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К2:

$$B_K = 10,85^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 124 \text{ кА}^2\text{с}, \quad (72)$$

$$B_K = 11,34^2 \cdot (0,045 + 0,5 + 0,01) = 136 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{HK} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}. \quad (73)$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 12,5 \text{ ВА}$.

Вычисляем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (74)$$

$$Z_{2H} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (75)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,24}{5^2} = 0,0496 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4 \text{ мм}^2$ АКРВГ (А - Алюминиевая токопроводящая жила, К – Контрольный, Р - Изоляция жил из резины, В - Оболочка из поливинилхлоридного пластиката, Г - Отсутствие защитных покровов) с удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=5 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (76)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом},$$

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

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 0,1 + 0,035 + 0,0496 = 0,23 \text{ Ом.}$$

Справочные данные используются из источника [13], итоги расчётов помещены в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Линейные 1 сш и 2 сш ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 108 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{к.НОМ}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.}} = 124 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.НОМ}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 18,2 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

Линейные 1 сш и 2 сш ТП 7 - ТП 6 - ТП 5		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 66 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0,5)	$Z_{\text{Нр}} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_{\text{к.ном}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 136 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$
$i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 19,9 \text{ кА}$	$i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$

13.2.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}};$$

- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;

- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}}, \quad (77)$$

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

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

При отсутствии разделения по фазам приборов вторичная нагрузка равна:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}}\right)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (78)$$

Условие выбора трансформаторов напряжения:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}}. \quad (79)$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ. За $S_{\text{доп}}$ принимается для трехфазного трансформатора, мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Количество катушек	Cosφ	Sinφ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ватметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Альфа	3,6 Вт	3*	0,38	0,925	10,8	26,3
Счетчик РЭ	Альфа	3,6 Вт	3*	0,38	0,925	10,8	26,3
Итого						26,6	52,6

*-учитывается 2 линейных присоединения и 1 вводная

Вторичная нагрузка трансформатора согласно таблице:

$$P_{2\Sigma} = 26,6 \text{ Вт}, Q_{2\Sigma} = 52,6 \text{ Вар}, S_{2\Sigma} = 59 \text{ ВА}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 35

Таблица 35 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 59 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$S_H = 100 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

14 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СЕТИ 10 КВ

Составляется расчетная схема (рисунок 7). В схему замещения (рисунок 8) входят те элементы, которые влияют на надежность системы электроснабжения, к таким элементам относятся: кабели, выключатели 10 кВ, трансформаторы.

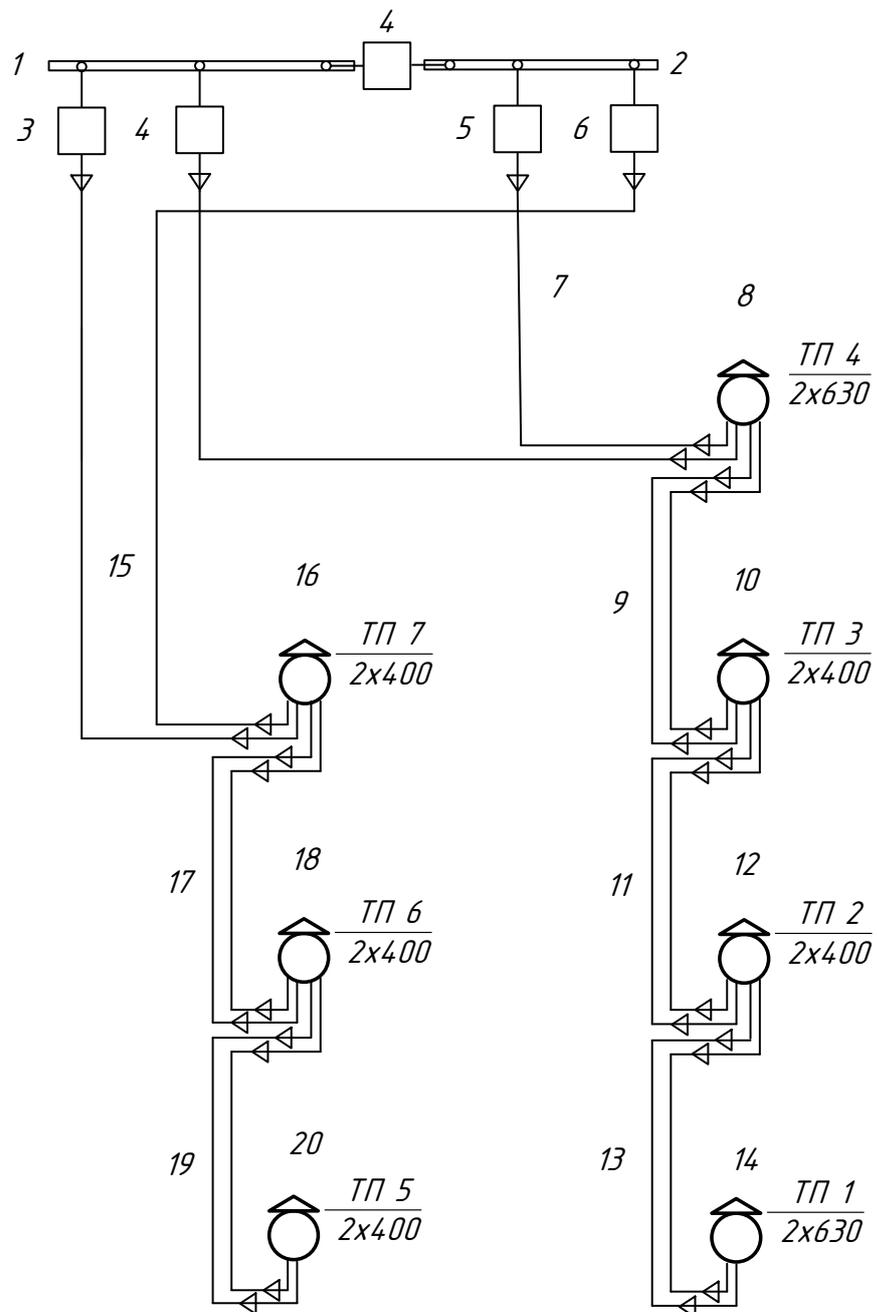


Рисунок 7 - Расчетная схема сети

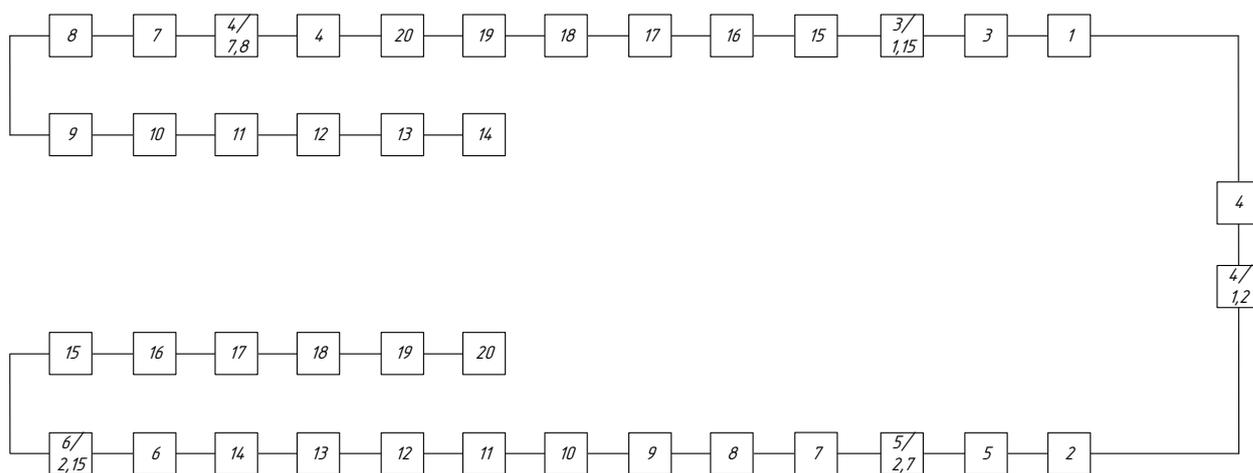


Рисунок 8 – Схема замещения сети 10 кВ

Справочные данные используются из источника [20], итоги расчётов помещены в таблицу 36.

Таблица 36 – Исходные данные для расчета надежности, [21]

Элемент схемы	ω , 1/год	$T_в$, ч	μ , 1/год	T_p , ч
Выключатели вакуумные 10 кВ	0,004	8	0,083	4
Кабельные линии 10 кВ	0,075	16	1	2
Система шин 10 кВ	0,03	7	0,166	5
КТП	0,05	10	0,4	4

В качестве показателя надежности используется вероятность отказов элементов сети 10 кВ. Расчет надежности произведем аналитическим методом [20]. Данный метод заключается в определении количественных вероятностных значений надежности, для случая полного погашения участка сети с центром питания ПС «42».

В каждой схеме выполнения варианта сети учитывается попеременный отказ каждой цепочки элементов, питающихся от секций шин 10 кВ ПС «42». Учёт АВР осуществляется путём суммирования вероятности отказа секционного выключателя 10 кВ ПС «42» с вероятностями отказа цепочек. Одновременный отказ цепочек в схемах замещения не рассматривается, так как является крайне маловероятным событием.

Расчет производится по следующей методике:

1. Определяются вероятности отказа каждого элемента схемы замещения, на примере выключателя 3:

$$q = \frac{\omega \cdot t_g}{T_g}, \quad (80)$$

$$q = \frac{0,004 \cdot 8}{8760} = 0,0000037,$$

где q – вероятность отказа (отключения) элемента;

ω - параметр потока отказов данного элемента, 1/год;

t_g – время восстановления элемента после отказа, ч;

T_g – количество часов в году, ч/год.

Вероятности отказа элементов сети приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Вероятности отказа элементов сети

Показатель	1	ω , 1/год	T_b , ч	μ_b , 1/год	T_p , ч	, q
КЛ 10 кВ удельные параметры	2	0,075	16	1	2	0,0001370
$L_{кл}$, км	3	2,80				
КЛ 10 кВ магистраль 1 расчётные параметры	4=2*3	0,21	45	3	6	0,0003836
КТП, удельные параметры	5	0,03	10	0,4	4	0,0000342
$N_{кты}$, шт	6	7				
КТП, расчётные параметры	7=5*6	0,21	70	3	28	0,0002397
Выключатель в стационарном состоянии, удельные параметры	8	0,004	8	0,083	4	0,0000037
$N_{выкл}$, шт	9	2				
Выключатель в стационарном состоянии, расчётные параметры	10=8*9	0,008	16	0	8	0,0000073
Секция шин, расчётные параметры	11	0,03	7	0,166	5	0,0000240
$N_{присоед}$, шт	12	2				
Секция шин, расчётные параметры	13=11*12	0,06	14	0	10	0,0000479

2. Рассчитывается вероятность отказа схемы в целом. Схема замещения для каждого варианта эквивалентруется в смысле надёжности:

$$q_1 = (2 \cdot q_{\epsilon 10} + 7 \cdot q_{mp} + 2,8 \cdot q_{кл} + 2 \cdot q_{су}); \quad (81)$$

$$q_1 = (2 \cdot 0,0000073 + 7 \cdot 0,0000342 + 2,8 \cdot 0,000137 + 2 \cdot 0,000024) = 0,0006785$$

$$q_2 = q_1 = 0,0006785,$$

$$q_c = q_2 + q_1 + q_{\epsilon 10}, \quad (82)$$

$$q_c = 0,0006785 + 0,0006785 + 0,0000073 = 0,001364$$

3. Ущерб от недоотпуска:

$$Y_{нед} = T_{макс} \cdot T_{\epsilon} \cdot \bar{P}_{деф.р} \cdot q_c; \quad (83)$$

$$Y_{нед1} = 5000 \cdot 5,68 \cdot 2500 \cdot 0,001364 = 96,9 \text{ тыс.руб};$$

где T_{ϵ} - тариф конечного потребителя, принимается по [22] 5,68 руб./кВт*ч;

$\bar{P}_{деф.р}$ - нагрузка реконструируемой сети – 2500 кВт.

$T_{макс}$ - количество часов максимума нагрузки, принимается 5000 ч

4. Среднее время восстановления системы при одновременном отказе цепочек найдем из формулы с учётом числа секунд в году:

$$q_c = q_2 \cdot q_1, \quad (84)$$

$$q_c = 0,0006785 \cdot 0,0006785 = 0,0000005,$$

$$\omega_1 = (2 \cdot \omega_{\epsilon 10} + 7 \cdot \omega_{mp} + 2,8 \cdot \omega_{кл} + 2 \cdot \omega_{су}), \quad (85)$$

$$\omega_1 = (2 \cdot 0,004 + 7 \cdot 0,03 + 2,8 \cdot 0,075 + 2 \cdot 0,03) = 0,488,$$

$$\omega_c = \omega_2 \cdot \omega_1, \quad (86)$$

$$\omega_c = 0,488 \cdot 0,488 = 0,238,$$

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \cdot 8760 \cdot 60, \quad (87)$$

$$t_{BC} = \frac{0.0000005}{0.238} \cdot 8760 \cdot 60 = 1 \text{ сек.}$$

По результату расчёта реконструируемая сеть 10 кВ надёжна.

15 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

15.1 Расчет релейной защиты кабельных линий 10 кВ

В работе применяются микропорцесорные терминалы «СИРИУС-2-Л» для максимальной токовой защиты, такая защита применяется с зависимой или независимой характеристикой выдержки времени, [24].

Для ТП 4 - ТП 3 - ТП 2 - ТП 1 и ТП 7 - ТП 6 - ТП 5 проводится расчёт уставок максимальной токовой защиты.

Максимальная токовая защита линий

Находится ток срабатывания защиты, кА:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.з.}}{k_B} \cdot I_{p.max}, \quad (88)$$

где k_n – коэффициент надежности, $k_n = 1,1$;

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей, принимаемый равным 1;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 0,95$;

$I_{p.max}$ – ток выбранного ранее кабеля, А.

Первичный ток срабатывания МТЗ находится как:

$$I_{с.з.} \geq \frac{1,1 \cdot 1}{0,95} \cdot 240 = 280 \text{ А.}$$

Находится ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (89)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

k_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации выбранные ранее трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с $I_{ном.} = 200$ А установленных на отходящих КЛ 10 кВ:

$$k_T = \frac{I_{ном.перв.}}{I_{ном.втор.}}, \quad (90)$$

$$k_T = \frac{200}{5} = 40 \text{ А},$$

$$k_T = \frac{100}{5} = 20 \text{ А},$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{40} \cdot 280 = 6,95 \text{ А}.$$

$$I_{с.р.} = \frac{1}{20} \cdot 280 = 13,9 \text{ А}.$$

Находится чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (91)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5920}{280} = 21,3 \geq 1,5.$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7090}{280} = 25,5 \geq 1,5.$$

Для всех линий условие чувствительности выполнено.

Согласовывается время срабатывания с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов для правильной работы терминалов, [24]. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_{р.з.} + \Delta t, \quad (92)$$

$$t_{с.з.} = 0,025 + 0,5 = 0,525,$$

Токовая отсечка без выдержки времени

Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (93)$$

где $k_n = 1,1$ для микропроцессорной защиты, коэффициент надежности;
 $I_{к.мах}^{(3)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 10,85 = 11,94 \text{ кА.}$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 11,34 = 12,48 \text{ кА.}$$

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 2, \quad (94)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5,92}{11,94} = 0,5 < 2,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,09}{12,48} = 0,6 < 2,$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – рассчитанный ранее ток КЗ.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{с.р.} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{с.з.}}{n_T}. \quad (95)$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{11,94}{40} = 299 \text{ А.}$$

$$I_{с.р.} = 1 \cdot \frac{12480}{20} = 624 \text{ А.}$$

Выдержка времени ТО: $t_{с.з.} \approx 0,5 \text{ с.}$

Защита от однофазных замыканий на землю

Заданный коэффициент чувствительности определяет ток срабатывания защиты, А:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч} , \quad (96)$$

где $I_{ТНП.повр.л}$ – в сетях с изолированной нейтралью в случае повреждения будет протекать ток через трансформатор тока нулевой последовательности определенной величины, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л} , \quad (97)$$

где $I_{ЗНЗ}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{ЗНЗ} = 7,56$ А.

$I_{повр.л}$ – ток замыкания на землю присоединения где применена защита.

Ток замыкания на землю линии равен, А:

$$I_{повр.л} = 1,35 \cdot L . \quad (98)$$

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 1,6}{10} = 2,2 .$$

$$I_{повр.л} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 1,2}{10} = 1,6 .$$

Трансформатор тока нулевой последовательности будет проводить через себя ток, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 7,56 - 2,2 = 5,4 .$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 7,56 - 1,6 = 5,9 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{c.з.} = 5,4 / 1,5 = 3,6.$$

$$I_{c.з.} = 5,9 / 1,5 = 4.$$

15.2 Устройства автоматического включения резерва

Пусковые реле должны будут сработать при напряжении:

$$U_{c.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном} \quad (99)$$

$$U_{c.з.} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Наибольшее время срабатывания из всех установленных защит наблюдается у максимальной токовой защиты, Выдержка времени АВР в таком случае равна:

$$t_{\text{ABP}} = t_{c.з.} + \Delta t, \quad (100)$$

$$t_{\text{ABP}} = 0,525 + 0,5 = 1,025 \text{ с.}$$

Снижение напряжения на резервируемом элементе из-за короткого замыкания в сети и отключение этих повреждений должны учитываться при выборе выдержки времени АВР так, чтобы устройство АВР не работало при малом по времени повреждении, [23].

16 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

16.1 Молниезащита подстанции

При интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более молниезащита строений ТП от прямых ударов считается экономически оправданной.

Количество грозовых разрядов в ТП-1:

$$N_{ТП} = p_0 \cdot (A_C + 2 \cdot H_{ЭКВ}) \cdot (B_C + 2 \cdot H_{ЭКВ}) \cdot 10^{-6}, \quad (101)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю (для Якутии $p_0 = 2$ 1/км²);

A_T, B_T – длина и ширина ТП-1 ($A_T = 7,1$ м, $B_T = 3,1$ м);

$H_{ЭКВ}$ – эквивалентная высота, с которой ТП собирает боковые разряды молнии, при $h_C \leq 30$ м $R_{ЭКВ}$ определяется по следующей формуле.

$$H_{ЭКВ} = 5 \cdot h_C - \frac{2 \cdot h_C^2}{30}, \quad (102)$$

где h_C – высота ТП, м.

$$H_{ЭКВ} = 5 \cdot 3,05 - \frac{2 \cdot 3,05^2}{30} = 14,6 \text{ м.}$$

Грозопоражаемость ТП-1 находится с использованием формулы, лет:

$$T_{ТП} = \frac{1}{N_{ТП}}. \quad (103)$$

Произведем расчет для ТП-1.

$$N_{ТП} = 2 \cdot (7,1 + 2 \cdot 14,6) \cdot (3,1 + 2 \cdot 14,6) \cdot 10^{-6} = 0,002,$$

$$T_{ТП} = \frac{1}{0,002} = 425.$$

Допустимая величина грожопоражаемости составляет 1 раз в 200 лет, по расчётам получена величина для ТП-1 - 1 раз в 425 год. Вывод – ТП маловероятный объект для поражения током молнии.

16.2 Выбор и проверка заземления

Вертикальные и горизонтальные электроды диаметром 30 мм, скрепленные между собой сваркой называются заземляющим устройством и считаются единой системой. Проведём расчёты такой системы для ТП-1.

Вычисляем стационарное сопротивление одного вертикального заземлителя, Ом:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (104)$$

где l_B - длина вертикального заземлителя, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта для вечномерзлых грунтов берём 500 Ом·м;

d - диаметр заземлителей, м.

$$R_{ЭВ} = \frac{500}{\pi \cdot 2 \cdot 3} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 3 \cdot (2 \cdot 0,5 + 3)}{0,03 \cdot (4 \cdot 0,5 + 3)} \right] = 153 \text{ Ом.}$$

Вычисляем стационарное сопротивление одного горизонтального заземлителя, Ом:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (105)$$

где l – длина горизонтальной полосы, м.

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{500}{\pi \cdot 6,6} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 6,6}{\sqrt{2 \cdot 0,03 \cdot 0,5}} \right] = 49 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\text{Г}} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (106)$$

где $\eta = 0,75$ - взаимное экранирования сложного заземлителя должно учитываться коэффициентом использования, так как данный фактор ухудшает растекание тока молнии;

$n_{\text{В}}$ - количество вертикальных заземлителей;

$n_{\text{Г}}$ - количество горизонтальных заземлителей;

$$R = \frac{153 \cdot 49}{0,75 \cdot (16 \cdot 49 + 12 \cdot 153)} = 3,8 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикального заземлителя, Ом:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_{\text{В}}}, \quad (107)$$

где $\alpha_{\text{иВ}} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального заземлителя .

$$R_{uB} = \frac{1 \cdot 153}{0,75 \cdot 16} = 13 \text{ Ом.}$$

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (108)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{6,6}{0,015} - 0,31 \right) = 1,16 \text{ мкГн/м.}$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{э}\Gamma}}, \quad (109)$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1,16 \cdot 6,6}{3 \cdot 2 \cdot 49} = 1,03 .$$

Импульсное сопротивление протяжного заземлителя , Ом:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{э}\Gamma}, \quad (110)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,03 \cdot 49 = 50 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}, \quad (111)$$

$$R_u = \frac{13 \cdot 50}{0,75 \cdot (16 \cdot 50 + 12 \cdot 13)} = 0,9 \text{ Ом.}$$

Результат расчета сведем в таблицу 38.

Таблица 38 – Результат расчёта заземления

№ п/п	Показатель	Обозначение	Величина
1	Протяженность вертикального заземлителя, м	l_B	3
2	Глубина расположения заземлителя, м	h_3	0,5
3	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	$\rho_{\text{грунт}}$	500
4	Диаметр заземлителей, м	d	0,03
5	Стационарное сопротивление одного вертикального заземлителя, Ом	$R_{\text{эВ}}$	153
6	Протяженность горизонтальной полосы, м	l	6,6
7	Стационарное сопротивление одного горизонтального заземлителя, Ом	$R_{\text{эГ}}$	49
8	Количество вертикальных заземлителей	n_B	16
9	Количество горизонтальных заземлителей	n_G	12
10	Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом	R	3,8
11	Импульсное сопротивление вертикального заземлителя, Ом	$R_{\text{ув}}$	13
12	Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м	L_0	1,16
13	Импульсный коэффициент протяженного заземлителя	$\alpha_{\text{уг}}$	1,03
14	Импульсное сопротивление протяженного заземлителя, Ом	$R_{\text{уг}}$	50
15	Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом	R_u	0,9

Расчитанная система заземления включает в себя вертикальные заземлители количеством 16 шт, длиной 3 м, диаметром 30 мм, соединены между собой горизонтальными заземлителями количеством 12 шт, расположенные на глубине 0,5 м, вся конструкция сварная.

По требованиям правил устройства электроустановок общее импульсное сопротивление заземлителя должно быть меньше 9 Ом, расчётная величина 0,9 Ом, такое значение позволит отводить ток молнии более эффективно. По требованиям правил устройства электроустановок общее стационарное сопротивление заземлителя должно быть меньше 4 Ом, расчётная величина 3,8 Ом, та-

кое значение позволит обеспечить электробезопасность на подстанции при прикосновении к токоведущим частям.

Общий вид заземления ТП-1 показан на рисунке 9.

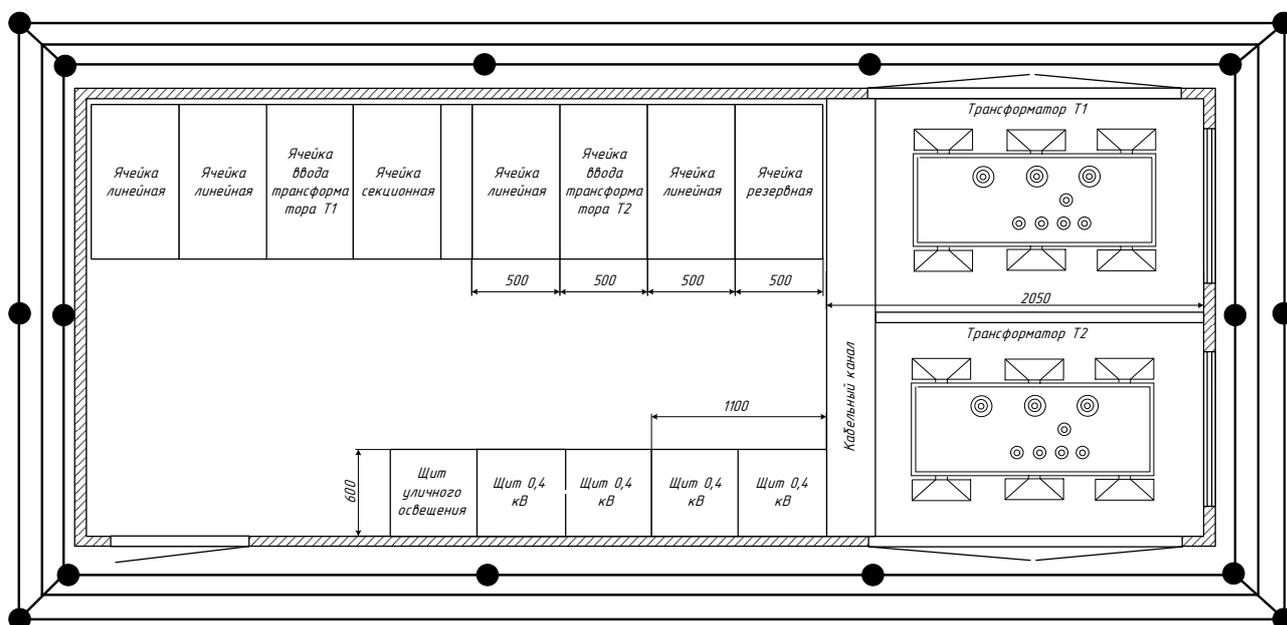


Рисунок 9 – Заземление ТП-1

17 БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

17.1 Безопасность

В ходе реконструкции системы электроснабжения жилого района города Нерюнгри напряжением 10 кВ осуществляется подключение КТП 10/0,4 кВ к ячейкам КРУ 10 кВ ПС «42», при этом соблюдаются меры безопасности, приведённые в [28].

Использование специального экрана для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений при испытании дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ следует проводить в РУНН 10 кВ ПС «42», оснащённом вакуумными выключателями ВВТел-10.

Осмотры и ремонты, проводимые стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением допустимо проводить на оборудовании КТП питающих жилой район города Нерюнгри без отключения питающей линии напряжением 10 кВ. Отключение и заземление токоведущих частей напряжением 10 кВ должно обязательно проводиться при работах на расстояниях меньше допустимых.

После отключения в первую очередь коммутационных аппаратов напряжением 0,4 кВ, затем линейного разъединителя напряжением 10 кВ и наложения заземления на токоведущие части КТП можно допускать к работам в КТП жилого района города Нерюнгри независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии.

Линии напряжением 380/220 В должны быть отключены с противоположной питающей стороны и должны быть приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, в тех случаях, когда возможна подача напряжения со стороны 380/220 В. На подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов устанавливаются заземления.

Непосредственно с земли или со стационарных лестниц с поручнями допускается проводить осмотр силовых трансформаторов КТП жилого района города Нерюнгри.

После разгрузки и отключения трансформатора КТП допускается проводить отбор газа из газового реле работающего трансформатора.

Специально разработанный для местных условий проект производства работ является условием проведения работ по выемке активной части из бака трансформатора или поднятием колокола.

Для выполнения работ или осмотров активной части трансформаторов допускаются только специально подготовленные рабочие и специалисты, хорошо знающие пути перемещения, исключающие падение и травмирование при выполнении работ внутри баков трансформатора КТП жилого района города Нерюнгри. Защита тела от перегрева и загрязнения маслом осуществляется спецодеждой работающих, она должна быть чистой и удобной для передвижения, не иметь металлических застежек. Защитные каски и перчатки обязательны при работе внутри трансформатора (реактора). В качестве обуви необходимо использовать резиновые сапоги.

Достаточная вентиляция бака с кислородосодержанием воздуха в баке не менее 20 % и полностью удаленный азот или другие газы являются обязательными условиями перед проникновением внутрь трансформатора КТП жилого района города Нерюнгри.

Двое из рабочих должны страховать во время производства работ по наряду тремя работниками. С работающим внутри трансформатора должна поддерживаться постоянная связь, кроме того должна быть связь ввода с канатом от лямочного предохранительного пояса работника, страхующие при этом должны находиться у смотрового люка или у отверстия. Шланговый противогаз по необходимости желателен к наличию у работника, выполняющего работы внутри трансформатора.

Группу IV обязательна к наличию у производителя работ.

Переносные светильники напряжением не более 12 В с защитной сеткой и только заводского исполнения или аккумуляторные фонари должны использоваться для освещения при работе внутри трансформатора КТП жилого района города Нерюнгри. При работах переносной светильник и разделительный трансформатор устанавливаются вне бака трансформатора.

Общее время пребывания каждого работающего внутри трансформатора не должно превышать 4 часов в сутки при подаче осушенного воздуха (с точкой росы не выше - 40 °С) в рабочее пространство по [28].

17.2 Экологичность

В данном разделе рассматриваются факторы влияния на окружающую среду и человека вне производства при эксплуатации трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри, [29].

Человек зрением воспринимает до 90% информации, поэтому свет необходим в процессе трудовой деятельности, причем качество освещения рабочих зон и производственных помещений имеет решающее значение для охраны труда. Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное.

Помещения трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри обеспечиваются искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются светодиодные лампы.

В трансформаторных подстанциях жилого района города Нерюнгри предусматривается защита от шума строительными-акустическими методами: звукоизоляция ограждающих устройств, уплотнение по периметру притворов окон, дверей; укрытие в кожухи источников шума; установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов, [29].

Отработанные трансформаторные масла занимают особое место среди множества отходов, подлежащих утилизации. Базовое предназначение такого масла - охлаждение нагревающихся под действием электрического тока частей трансформаторов, масляных выключателей и реакторов. Чистота является одним из главных требований, выдвигаемым к трансформаторному маслу. Факти-

чески это означает отсутствие каких-либо посторонних примесей и воды, негативно сказывающихся на диэлектрических свойствах.

В случае правильного ухода, регулярной очистки и удалении продуктов старения изоляционные жидкости могут служить много лет. Электроэнергетические предприятия стараются свести к минимуму объемы отработанного продукта, что достигается за счет применения таких процессов, как сепарация, фильтрация, центрифугирование, сернокислотная очистка, адсорбентная очистка и т.п.

Отработанное трансформаторное масло трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри должно утилизироваться, поскольку не соответствует техническим требованиям и представляет серьезную опасность для окружающей среды. Неутилизированные отработанные масла могут загрязнять большое количество воды, что негативно сказывается на ее качестве и состоянии всей экосистемы. При возгорании отработанного сырья в атмосферу выбрасывается много опасных для человеческого организма веществ. Это важный аргумент для того, чтобы осуществлялась утилизация трансформаторного масла.

Наиболее часто в качестве методов утилизации используются переработка, сжигание и регенерация. Простое сравнение перечисленных подходов показывает, что именно регенерация является наиболее выгодным средством утилизации отработанных трансформаторных масел.

Регенерация - это поэтапная очистка трансформаторного масла: удаление механических примесей и воды, выпаривание, адсорбентная очистка. На выходе получают базовое масло по своим параметрам и свойствам идентичное свежему продукту. При этом выход регенерированного масла составляет 80-90%. Этот процесс обычно обходится дешевле переработки и сжигания. Приведем некоторые цифры. Во время переработки сырой нефти на производство свежего трансформаторного масла тратится энергии в три раза больше, чем при регенерации.

Таким образом, отработанное масло с трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри должно полностью подвергаться регенерации.

17.3 Чрезвычайные ситуации

В данном проекте предусматривается проведение работ по реконструкции трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри (трансформаторы), кабелей с изоляцией из ПВХ. При этом необходимо руководствоваться правилами пожарной безопасности для энергопредприятий, [30].

Остановить горение возможно различными способами при тушении пожара в электроустановках трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри, [31]:

- охлаждением зоны горения или горящего вещества;
- снижением скорости реакции окисления за счет разбавления реагирующих веществ;
- изоляцией горящего вещества от зоны горения;
- химическим торможением реакции окисления (горения).

Совместное использование огнетушащих и технических средств или только технических средств допустимо применять в каждом из перечисленных способов.

Обстановка на пожаре влияет на свойства и состояние горящего материала. Вид пожара (на открытом пространстве, в ограниченном объеме) определяет выбор огнетушащего средства для прекращения горения.

Способы охлаждения более всего распространены и влияют на прекращение горения, [31]:

- охлаждение конденсированной фазы сплошными струями воды;
- охлаждение распыленными струями воды;
- охлаждение путем перемешивания горючих материалов.

Термическая стойкость воды достаточно высокая. Ее пары разлагаются на водород и кислород только при температуре выше 1700°C. Температура при их горении горючих жидкостей в элементах электроустановок трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри не превышает 1300°C, поэто-

му тушение водой большинства твердых материалов и горючих жидкостей допускается, [31].

Вода в распыленном состоянии имеет наилучший огнетушащий эффект. При тушении некоторых материалов возможно уменьшить расход воды на 30—50% за счёт применения растворов смачивателей, снижающих поверхностное натяжение воды. Вода электропроводна. Проводимость ее тем больше, чем больше электролитов, т. е. диссоциируемых солей, кислот или оснований, растворено в воде.

Согласно [31], для предотвращения чрезвычайных ситуаций в электроустановках трансформаторных подстанций жилого района города Нерюнгри, для ремонтного персонала необходимо организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности, проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарнотехническому минимуму.

При приеме на работу обязательно организуется первичный противопожарный инструктаж, вторичный проводится на рабочем месте. При проведении ремонтных работ с применением открытого пламени, а также при повреждении действующего оборудования и воспламенении горючих материалов (кабельной массы, трансформаторного масла) возможно возникновение пожара на подстанциях.

Нормальный уровень масла и отсутствие потеков масла при исправности маслонаполненных аппаратов является условием предотвращения пожара. Горючие материалы на подстанциях хранить запрещено. Разогревать мастику и разжигать паяльные лампы рекомендуется за пределами РУ. Средствами тушения пожара (огнетушители, ящики с песком, асбестовая ткань) обязательно должны быть в местах проведения огневых работ. Возгораемые конструкции должны быть защищены от огня при проведении вблизи них огнеопасных работ. Огнеопасные и взрывоопасные летучие растворители или разбавители (ацетон, бензин и др.) в составе лаков и красок являются опасными, поэтому запрещается пользоваться открытым огнем при работе вблизи них.

Знание программы противопожарного минимума и «Правил пожарной безопасности при проведении огневых работ» является обязательным для лиц, допускаемых к проведению огневых работ. К тушению пожара следует сразу приступать всеми имеющимися средствами при обнаружении возгорания бригадой. Вызывать пожарную команду необходимо если ликвидировать пожар собственными силами не удастся.

Перехода огня на рядом расположенные установки не допустим, при тушении пожара на электрооборудовании производят отключение напряжения. Любые средствами пожаротушения такие как воздушно-механическая пена, распыленная вода и огнетушители могут быть применены при загорании маслонаполненной аппаратуры. Возможно увеличение площади пожара при тушении компактными струями воды горящего масла, поэтому проводится тушение объемными струями воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения дипломного проекта была реконструирована система электроснабжения объектов жилого района города Нерюнгри.

В ходе выполнения проекта выбрана схема электроснабжения потребителей, проведен выбор и проверка электрооборудования в сетях высокого и низкого напряжений, рассчитаны уставки срабатывания микропроцессорной защиты кабельных линий 10 кВ, выполнены расчёты заземления трансформаторной подстанции, оценена надежность электроснабжения, приведены меры электробезопасности и пожаробезопасности при работах в подстанциях жилого района города Нерюнгри.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. URL: <http://doc.knigi-x.ru/22hudoj/90322-1-generalniy-plan-proektom-planirovki-pravila-zemlepolzovaniya-zastroyki-gorodsogo-poseleniya-gorod-nerungri.php> (доступ от 05.02.2018)
2. URL: http://neruadmin.ru/nerurayon/pasport_nr/index.php (доступ от 26.01.2018)
3. URL: <http://nerungri.ru/info/map/> (доступ от 26.01.2018)
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.
5. URL: <http://www.kmzlift.ru/shop/> (доступ от 30.01.2018)
6. URL: <http://moikolodets.ru/povysitelnyj-nasos-dlya-vodoprovoda-616> (доступ от 26.01.2018)
7. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2008. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).
8. URL: <http://www.elcable.ru/product/catalog/mark.html?mark=176> (доступ от 26.01.2018)
9. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Межгосударственный стандарт. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Power quality limits in the public power supply systems
10. Правила устройства электроустановок. Издание 7 (утв. Приказом Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204)
11. ГОСТ Р 52719-2007 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии национальный стандарт российской федерации. Транс-

форматоры силовые. Общие технические условия. Москва. Стандартиформ 2007

12. 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.

13. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Энергия, 2012 г. – 208 с.

14. Фёдоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2007. – 369 с.

15. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных строений. – М.:НТФ «Энергопресс», 2006. – 96 с.; ил.

16. Электротехнический справочник: В 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2007. — 964 с.

17. URL: http://drsk.ru/source/files/content/2018/19_s.pdf/ (доступ от 05.02.2018)

18. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2006. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.

19. URL: http://ukrelektrik.com/publ/oborudovanie/kru_i_ktp/kru_k_63_eh-lektroshhit_tm_samara/6-1-0-233 (доступ от 05.02.2018)

20. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.

21. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2007. — 240 с: ил.

22. URL: https://yakutskenergo.ru/Urid_lic/tariffs/electro.php (доступ от 05.02.2018)

23. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.– 132 с.

24. Ротачёв, Ю. А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения / Ю. А. Ротачёв. - Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

25. URL: <http://www.jais.ru/sirius21.htm> (доступ от 06.02.2018)

26. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.

27. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты строений, сооружений и промышленных коммуникаций

28. (2001) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

29. URL: http://www.electr.ru/electr_statya_kak_elektroustanovki_vliyayut_na_okrujayuschuyu_sredu_370.html (доступ от 06.02.2018)

30. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями), утверждены 09.03.2000 РАО ЕЭС России, Издательство НЦ ЭНАС, 2014 г.

31. URL: <http://forca.ru/knigi/oborudovanie/tushenie-pozharov-v-elektroustanovkah-21.html> (доступ от 06.02.2018)