

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

Факультет Энергетический

Кафедра Энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы электроснабжения города Циолковский Амурской области в связи со строительством нового микрорайона

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

П.В. Гридин

Руководитель

профессор, канд. техн. наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2025

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Гридина Павла Витальевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения города Циолковский Амурской области в связи со строительством нового микрорайона

(утверждено приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы

(проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Ген план города Циолковский, однолинейная схема питающей подстанции, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования, определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план проектируемого микрорайона с линиями 10 кВ. 2. Расчет центров энергетических нагрузок строящегося микрорайона г. Циолковский. 3. Однолинейная схема сети 10 кВ электроснабжения строящегося микрорайона г. Циолковский. 4. Функциональная схема максимальной токовой защиты. 5. Функциональная схема алгоритма токовой отсечки. 6. Заземление распределительного пункта.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность А.В. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. _____ Дата _____ выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович, профессор, канд. техн. наук.

Задание принял к исполнению

(дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 133 с., 15 рисунков, 32 таблицы, 23 источника.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА
ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЕТ ЦЕНТРА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ
ПОДСТАНЦИЯ, ЦЕНТРАЛЬНЫЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР
ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО
ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ,
ЗАЗЕМЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В настоящей выпускной квалификационной работе рассмотрено развитие схемы электроснабжения города Циолковский в связи со строительством нового микрорайона для работников космодрома «Восточный».

Цель работы - провести расчет электрических нагрузок, с учетом характера потребителей, а также рассчитать токи короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, аппаратов релейной защиты и автоматики. Произвести проверку всех выбранных аппарата при различных режимах работы. Рассмотреть аспекты правил пожарной безопасности и экологичности на трансформаторных подстанциях.

Основные расчеты в настоящей выпускной квалификационной работе выполнены согласно методик, приведенных в инструкции по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общая характеристика района расположения города Циолковский	10
1.1 Район расположения города Циолковский и строящегося нового микрорайона	10
1.2 Климатические характеристики района расположения города Циолковский и строящегося нового микрорайона	10
1.3 Характеристика системы внешнего электроснабжения космодрома Восточный	11
1.4 Характеристика действующей системы электроснабжения строящегося нового микрорайона города Циолковский	14
2 Исходные данные. Анализ нагрузок и их расчет	18
2.1 Расчет электрической нагрузки жилых зданий	21
2.2 Расчет электрической нагрузки общественных зданий	24
2.3 Расчет электрической нагрузки наружного освещения микрорайона	26
2.4 Расчет электрической нагрузки при смешанном питании потребителей микрорайона	29
2.5 Выбор сечений и марки проводников распределительной сети 0,4 кВ	31
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	37
3 Выбор числа, мощности и мест расположения ТП	39
3.1 Общие сведения	39
3.2 Расчет центров энергетических нагрузок и выбор места размещения ЦРП, ТП	39
3.3 Выбор числа и мощности ТП с учетом КРМ	46
3.4 Расчет КРМ. Выбор конденсаторных установок	47

3.5 Выбор конструкции ТП	49
4 Определение потерь мощности в силовых трансформаторах ТП	50
4.1 Расчет потерь мощности в трансформаторах	50
5 Электрические нагрузки на стороне 10 кВ распределительной сети микрорайона	53
5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций	53
5.2 Расчет электрических нагрузок линий распределительной сети 10 кВ	54
5.3 Выбор площади сечений распределительной сети 10 кВ	54
5.4 Определение электрической нагрузки на шинах ЦРП95	64
6 Выбор электрической схемы и конструктивного исполнения РП	66
6.1 Выбор электрической схемы ЦРП95	66
7 Расчет токов короткого замыкания	67
7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ	67
7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ	72
8 Проверка выбранных сечений проводников на воздействие токов короткого замыкания	78
8.1 Проверка фидеров 10 кВ ЦРП95 на термическую стойкость к токам КЗ	78
9 Выбор и проверка электрических аппаратов	80
9.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	80
9.2 Выбор и проверка предохранителей 0,4 кВ ТП	82
9.3 Выбор и проверка выключателей	83
9.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	85
9.5 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности	88
9.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ	89
9.7 Выбор предохранителей трансформаторов напряжения	90

9.8 Выбор ТСН	91
9.9 Выбор предохранителей ТСН	93
9.10 Выбор и проверка автоматических выключателей	93
9.11 Выбор и проверка шин	95
9.12 Выбор и проверка изоляторов	97
10 Емкостные токи замыкания на землю. Выбор ДГР.	98
10.1 Емкостные токи замыкания на землю.	98
10.2 Выбор ДГР.	98
11 Регулирование напряжения в городских электрических сетях	99
12 Релейная защита и автоматика	100
12.1 Релейная защита линий 10 кВ	100
12.2 Расчет уставок токовой отсечки	100
12.3 Расчет уставок МТЗ	102
12.4 Расчет уставок защиты от замыкания на землю	104
13 Технико-экономическое сопоставление двух альтернативных вариантов сети	107
13.1 Расчет капитальных вложений	107
13.2 Эксплуатационные издержки	109
13.3 Определение годовых эксплуатационных затрат.	
Выбор оптимального варианта сети	110
14 Безопасность и экологичность	112
14.1 Безопасность	112
13.2 Экологичность	117
13.3 Пожарная безопасность	122
15 Заземление	125
15.1 Заземление КТП 10/0,4	125
Заключение	130
Библиографический список	131

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия

ВН – высокое напряжение

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

КЗ – короткое замыкание

КРУ – комплектное распределительное устройство

КРУЭ – комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией

КТП – комплектная трансформаторная подстанция КЦ – космический центр

ЛЭП – линия электропередачи

НН – низкое напряжение

ОП – обратная последовательность

ОПН – ограничитель перенапряжения

ПП – прямая последовательность

ПС – подстанция РЗиА – релейная защита и автоматика

СН – собственные нужды

ТДН – трансформатор трёхфазный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, с регулированием напряжения под нагрузкой

ТН – трансформатор напряжения

ТП – трансформаторная подстанция

ТТ – трансформатор тока

ЦТП – центральный тепловой пункт

ЦЭН – центр электрических нагрузок

ВВЕДЕНИЕ

17 лет назад, президентом Российской Федерации Владимиром Владимировичем Путиным был подписан указ № 1473 от 06 ноября 2007 года «О космодроме «Восточный»», который определял предназначение, указывал место расположения, основные этапы строительства, государственного заказчика работ и источники финансирования строительства космодрома.

С 2012 года, в Амурской области между рек Зея и, впадающей в неё, реки Большая Пёра на площади более 700 кв. км. начато строительство первой очереди космодрома «Восточный».

Одной из важнейших задач космодрома «Восточный» является уменьшение зависимости от космодрома Байконур, расположенного в республике Казахстан. Расположение космодрома «Восточный» в Амурской области дает дополнительное преимущество в плане безопасности, поскольку запущенные с космодрома «Восточный» ракеты имеют траекторию полета, которая не проходит над густо заселенными районами страны, и в случае аварии риск для жизни людей сильно снижаются. Строительство космодрома «Восточный» также благоприятно способствует улучшению социальной и экономической обстановки в Амурской области.

28 апреля 2016 года с космодрома «Восточный» была запущена первая ракета-носитель «Союз-2», которая успешно вывела на орбиту земли три искусственных спутника.

Сегодня первый этап строительства космодрома «Восточный» уже завершен. Не первый год с космодрома стартуют ракетоносители легкого и среднего класса- безотказные машины «Союз-2». На этом строительство «Восточного» не закончилось.

В 12:00 по московскому времени 11 апреля 2024 года, с площадки 1А космодрома Восточный состоялся первый пуск ракеты-носителя «Ангара-А5»с разгонным блоком «Орион» и испытательной полезной нагрузкой. Несмотря на

первый пуск ракеты-носителя тяжелого класса «Ангара-А5» строительство наземной инфраструктуры для ее запуска еще не завершено.

Одним из критически важных элементов нормальной работы космодрома «Восточный», которому следует уделить особое внимание, в связи с серьезным влиянием в целом на весь комплекс наземной космической инфраструктуры «Восточного», является электроснабжение космодрома.

Проектирование и строительство электроснабжения объектов наземной космической инфраструктуры «Восточного», требует учесть большой опыт проектирования и строительства системы электроснабжения уже построенных и давно эксплуатируемых космодромов, таких как космодром «Плесецк» и космодром «Байконур», при этом следует учитывать индивидуальность и уникальность космодрома «Восточный».

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались программные комплексы, такие как: Excel 2007, Mathcad 14.0.1, Microsoft Visio 2015, MathType5, Microsoft Word 2013.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ГОРОДА ЦИОЛКОВСКИЙ

1.1 Район расположения города Циолковский и строящегося нового микрорайона.

На юго-западной части Амурско-Зейской равнины, в междуречье рек Большая Пера и Ора расположен город Циолковский. К югу от города Циолковский находится город Свободный. С северо-запада Циолковский граничит с городом Шимановск. Западнее Циолковского – Китайская народная республика.

1.2 Климатические характеристики района расположения города Циолковский и строящегося нового микрорайона.

Климат данной территории резко континентальный с муссонными чертами. Континентальный климат проявляется резкими перепадами температур весной, связанными с вторжением циклонов. Температура в июне поднимается в среднем до 20.6 градусов по Цельсию, в январе опускается до - 25.7 градусов. Лето жаркое, с большим количеством осадков, которые могут приводить к наводнениям.

Таблица 1 – Климатические параметры.

Климатическая характеристика	С апреля по октябрь (теплый период)	С ноября по март (холодный период)
Среднее количество осадков, мм	432	64
Относительная влажность воздуха (среднее значение в 15 ч), %	57	69
Абсолютный максимум-минимум, °C	+39,1	-50
Роза ветров (преимущественное направление)	Северо-Западное	Южное
Климат	Сухой	
Продолжительность гроз (среднегодовое значение)	IV (40-60 часов в год)	
Скорость ветра (среднегодовое значение), м/сек	2,4	
Годовой максимум скорости ветра, м/сек	22	

Скорость порывов ветра (максимальная), м/сек	26	
Давление ветра, район	II	
Снеговой покров (вес), кг×с/м ²	70	
Район по гололеду	II	
Формирование снежного покрова	Позднее	
Толщина стенки гололеда, мм	10	
Глубина промерзания грунтов, см	220	
Сейсмичность района	III группа (не более 6 баллов)	
Скорость ветра при гололеде, м/сек	14	
Мощность почвенно-растительного слоя, м	0,2	

В рассматриваемом районе строительства литографический разрез сверху-вниз делится на почвенно-растительный слой (0,2 м), полутвердые маловлажные суглинки (от 1,2 м до 1,7 м). До 7 метров вскрытой глубины просматриваются разнородные пески средней плотности, фракцией от средней крупности до пылеватых.

При промерзании мелкие и пылеватые пески и суглинки слабопучинистые.

Пески средней крупности малопучинистые. Подземные воды в районе строительства не вскрыты до глубины 7 метров.

Климатические данные по рассматриваемому району взяты с официального сайта Росгидромета [1].

1.3 Характеристика системы внешнего электроснабжения космодрома Восточный.

Система электроснабжения космодрома Восточный реализует прием, распределение и передачу электрической энергии от энергетической системы и

автономных источников питания. По средствам ВЛЭП напряжением 220 кВ, 110 кВ, далее по кабельным линиям напряжением 10 кВ осуществляется распределение и передача электрической энергии к потребителям системы внутреннего электроснабжения космодрома, а именно: технический комплекс (площадка 2.1), стартовый комплекс (площадка 1С), строящийся аэропорт, промышленная строительно-эксплуатационная база и остальные объекты инфраструктуры космодрома.

По линиям напряжением 0,4 кВ электроэнергия передается на потребителей города Циолковский: жилой фонд, коммунально-бытовой сектор, госучреждения и пр.

Подстанция Ледяная, на сегодня, используется как основной источник питания системы электроснабжения космодрома Восточный. От нее по линиям 220 кВ электроэнергия передается на подстанцию Восточная и на головную понизительную подстанцию.

От подстанции Восточная электрической энергией питаются следующие распределительные пункты: ЦРП ПСЭБ-10 кВ, ЦРП 95-10 кВ, ЦРП 96-10 кВ, ИЦРП ДЦ-10 кВ. Основными потребителями подстанции ПС Восточная 220/10 кВ являются промышленная строительно-эксплуатационная база, жилой фонд города Циолковский, коммунально-бытовой сектор.

На подстанции Восточная установлены два трансформатора ТРДН 63000/220/10. Распределительное устройства на 220 кВ выполнено в виде КРУЭ. Распределительное устройства на 10 кВ также выполнено в виде КРУЭ.

Подстанция ЦРП-96 10/0,4 кВ по линии 10 кВ питается от ПС Восточная 220/10 кВ. На подстанции эксплуатируются два трансформатора ТМ-1000/10. Распределительное устройства на 10 кВ выполнено в виде КРУЭ. Распределительное устройства на 0,4 кВ выполнено в виде КРУ. Основными потребителями являются ТП 89, ТП 91.

От головной понизительной подстанции (ГПП) по линиям 110 кВ электрическая энергия поступает на подстанции СК-1 110/10 кВ, Аэропорт

110/10 кВ. По линиям 10 кВ ГПП осуществляет питание подстанций ТП(1-4), ПС2(1-9), КТПН.

Для надежного и безопасного электроснабжения космодрома Восточный в качестве источников аварийного питания на объектах инфраструктуры используются дизельные электрические станции.

По надежности электроснабжения объекты космодрома делятся на категории.

К I категории надежности относятся наиболее важные потребители-объекты наземной космической инфраструктуры непосредственно задействованные в подготовке и проведении пусков ракетополетов, перерыв в электроснабжении которых способен привести к крупным авариям, выходу из строя дорогостоящего оборудования, причинению большего материального ущерба.

Потребителей этой категории также подразделяют на две группы. Для первой группы этой категории потребителей перерыв в электроснабжении допустим лишь на время включения резервного источника электропитания. Вторая группа потребителей этой категории – особая группа электроприемников. К ней относятся потребители перерыв в электроснабжении которых не допустим.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории надежности электроснабжения предусматривается дополнительное питание от третьего независимого резервирующего источника питания (аккумуляторные батареи, автономная подстанция).

Потребители I категории надежности снабжаются электроэнергией от двух и более независимых источников питания с устройством АВР.

Требования к электроснабжению потребителей II категории такие же как и к I категории потребителей, за исключением того, что при аварийном отключении электроснабжения, имеется возможность подключить резервное питание вручную. Электроснабжение осуществляется от двух независимых источников питания.

Перерыв в электроснабжении потребителей II категории, на время включения резерва, не приводит к снижению работоспособности космодрома. Отключение от электропитания таких потребителей для проведения ремонтных работ, либо ликвидации аварийных ситуаций обычно допускается на время не более суток.

Один раз в год перерыв в электроснабжении возможен на время до семидесяти двух часов.

Потребители, относящиеся к III категории надежности, снабжаются электроэнергией от одного источника питания.

1.4 Характеристика действующей системы электроснабжения строящегося нового микрорайона города Циолковский.

С начала строительства космодрома Восточный было понятно, что имеющегося жилого фонда в городе Циолковский будет недостаточно для обеспечения жильем всех работников с семьями, специалистов, инженеров, задействованных в эксплуатации наземной космической инфраструктуры космодрома.

Социально-бытовой и коммунальный фонды города также требовали развития. В этих целях было принято решение о строительстве нового микрорайона общей площадью застройки 10903,7 м².

На сегодняшний день строительство нового микрорайона города Циолковский находится на стадии незавершенности.

Хотя строительство началось еще в 2014 году, из-за ряда экономических и политических причин стройка по сегодняшний день не завершена, и на данный момент построено 13% от запланированного количества зданий.

На сегодня введены в эксплуатацию десять домов, и в ближайшее время готовится к сдаче еще два дома.

В данном пункте рассмотрим систему электроснабжения, которая существует на данный момент, а также в перспективе развития, в связи с продолжением строительства нового микрорайона.

Систему электроснабжения города Циолковский рассмотрим как часть системы электроснабжения космодрома Восточный.

Город Циолковский питается электроэнергией по двум ЛЭП 220 кВ от ПС 220/35/6 Ледяная.

Схематическая блок-схема системы внешнего электроснабжения города Циолковский на 2025 год представлена на рисунке 2.

Схематическая блок-схема системы внешнего электроснабжения города Циолковский на 2025 год представлена на рисунке 2.

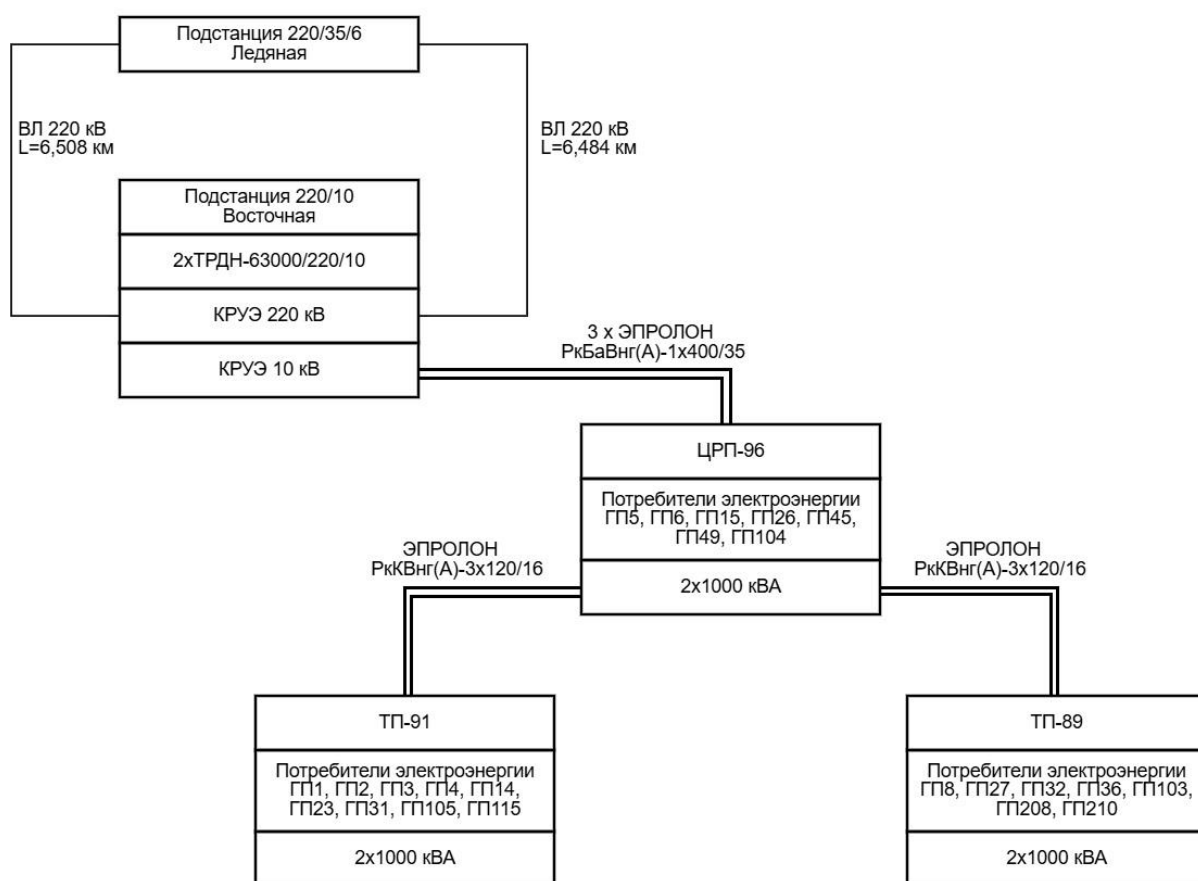


Рисунок 2- Блок-схема электроснабжения г. Циолковский на начало 2025 года.

В связи со строительством нового микрорайона города Циолковский, для надежного и достаточного электроснабжения, создания дополнительных

резервов и новых подключений, будет вводиться в эксплуатацию новая ЦРП-95.

Подключение к питанию ЦРП-95 будет осуществлено от фидеров 104,204 подстанции 220/10 Восточная.

Резервная линия питания на ЦРП-95 будет проходить от ЦРП-96. Основной задачей ввода в эксплуатацию дополнительного центрального распределительного пункта (ЦРП-95) будет являться электроснабжение восточной и южной части нового микрорайона города Циолковский. На сегодня введены в эксплуатацию десять домов, и в ближайшее время готовится к сдаче еще два дома.

На сегодня введены в эксплуатацию десять домов, и в ближайшее время готовится к сдаче еще два дома.

В данном пункте рассмотрим систему электроснабжения, которая существует на данный момент, а также в перспективе развития, в связи с продолжением строительства нового микрорайона.

Систему электроснабжения города Циолковский рассмотрим как часть системы электроснабжения космодрома Восточный.

Город Циолковский питается электроэнергией по двум ЛЭП 220 кВ от ПС 220/35/6 Ледяная.

В данном пункте рассмотрим систему электроснабжения, которая существует на данный момент, а также в перспективе развития, в связи с продолжением строительства нового микрорайона.

Систему электроснабжения города Циолковский рассмотрим как часть системы электроснабжения космодрома Восточный.

Город Циолковский питается электроэнергией по двум ЛЭП 220 кВ от ПС 220/35/6 Ледяная.

Схематическая блок-схема системы внешнего электроснабжения города Циолковский в связи с вводом в эксплуатацию нового центрального распределительного пункта представлена на рисунке 3.

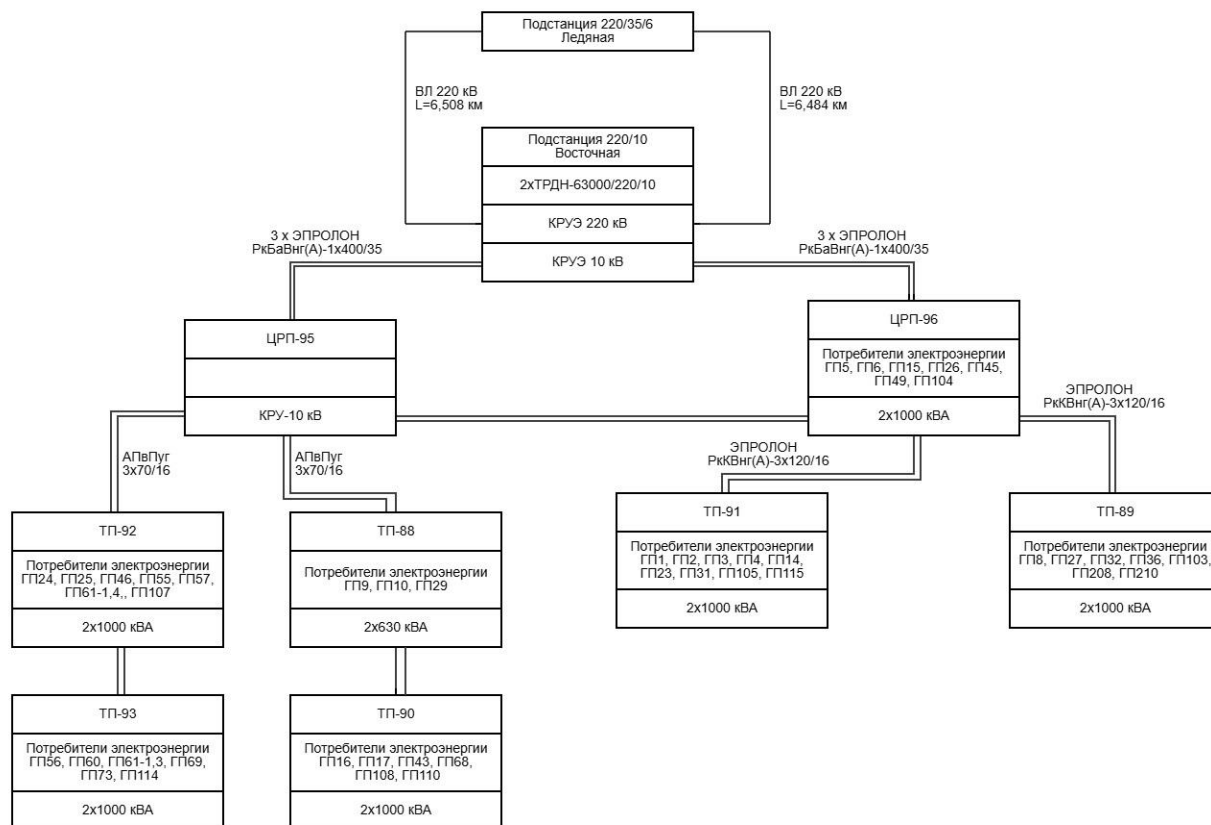


Рисунок 3 - Блок-схема электроснабжения г. Циолковский в связи с вводом в эксплуатацию ЦРП95

2 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ. РАСЧЕТ НАГРУЗОК И ИХ АНАЛИЗ.

В этом разделе выпускной квалификационной работы будут проанализированы имеющиеся исходные данные, на основе которых будет выбран метод для проведения необходимых расчетов электрических нагрузок. Исходя из расчетной электрической нагрузки, выбирают и проверяют необходимое электрооборудование: сечение проводников, номинальную мощность трансформаторов и преобразователей. По которой вычисляют потери напряжения и мощности, проводится расчет центров энергетических нагрузок для оптимальной расстановки оборудования на местности.

На рисунке 4 представлен план застройки микрорайона с уже достроенными зданиями на апрель 2025 года.

Микрорайон спланирован по прямоугольному типу. Площадь микрорайона равна 60 квадратным километрам. Население составляет 980 человек, плотность населения 17 человек на километр квадратный.

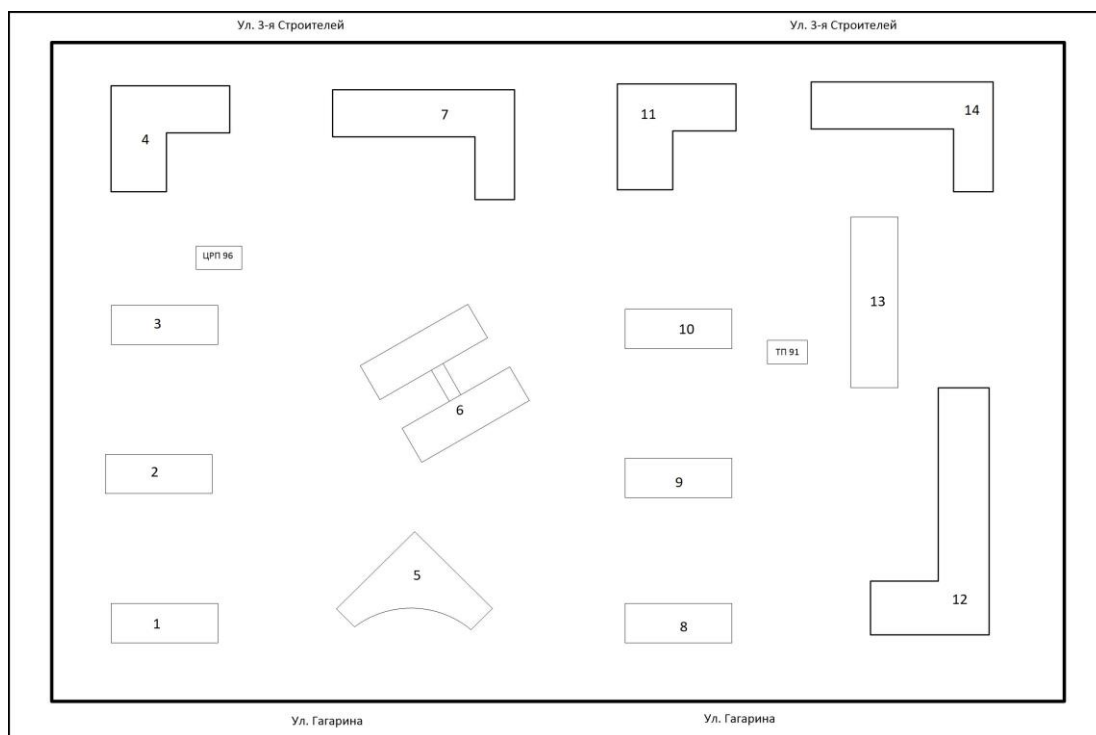


Рисунок 4 – План застройки микрорайона на апрель 2025 года.

Перечень построенных зданий на апрель 2025 года приведен в таблицах 2,3.

Таблица 2 – Жилые здания микрорайона

Здания	Количество подъездов, шт.	Количество квартир, шт.	Количество лифтов, шт.	Номер на плане
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	1
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	2
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	3
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	4
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	4	144	4	7
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	8
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	9
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	2	72	2	10
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	11

Таблица 3 – Коммунально-бытовые потребители микрорайона

Здания	Количество мест, шт.	Площадь здания, м ² .	Номер на плане
1	2	3	4
Администрация	-	2362	5
Детский сад	230	2062	6

В данной работе будет рассчитано электроснабжение с учетом строительства микрорайона в перспективе. Строящийся микрорайон будет иметь прямоугольную планировку, общая площадь застройки согласно плана строительства будет равна 10903,7 м².

Ниже, в таблицах 4 и 5 приведен состав зданий проектируемого района согласно плана строительства.

Таблица 4 – Жилые здания микрорайона города Циолковский

Здания	Количество подъездов, шт.	Количество квартир, шт.	Количество лифтов, шт.	Номер на плане
1	2	3	4	5
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	23
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	24
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	25
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	3	108	3	26
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	4	144	4	27
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	5	180	5	32
9-ти этажный жилой дом с электроплитами	5	180	5	35

Таблица 5 – Общественные здания микрорайона города Циолковский

Здания	Количество мест, чел.	Занимаемая площадь, м ²	Номер на плане
1	2	3	4
Школа	825	8180	28, 28,1
Административное здание	-	2700	36
Здание КБО	-	1010	34
Рынок	-	1070	40
Детский сад	230	-	31
Банно-оздоровительный комплекс	60	-	39
Гаражи	900	-	43
Гаражи	350	-	38
Столовая	150	-	42
Центральный тепловой пункт	-	100	29,30
Магазин	-	559,8	41
Магазин	-	300	37

Основными электрическими нагрузками рассматриваемого района служат жилые дома, общественные административные здания, предприятия ЖКХ, осветительная нагрузка. Промышленных энергоемких потребителей в плане строительства микрорайона не имеется, электрифицированного транспорта нет. Из исходных данных имеется только генеральный план застройки и площадь. Расчеты будем проводить согласно РД 34.20.185-94 по методу удельной нагрузки на единицу площади или на одного посетителя [1].

2.1 Расчет электрической нагрузки жилых зданий.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома рассчитывается по формуле:

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

где $p_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв, [1];

n – число квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников P_c , приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.лф} + P_{сту} \quad (2)$$

где $p_{р.лф}$ – расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{сту}$ – мощность электродвигателей санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \cdot \sum_m P_{лфi}, \quad (3)$$

где $K_{с/лф}$ - коэффициент спроса лифтовых установок;

m - число лифтовых установок;

$P_{\text{лфi}}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В нашей работе принимаем $P_{\text{лфi}}=8$ кВт.

Мощности электрических двигателей водяных насосов, электровентиляторов и прочих сантех устройств $P_{\text{с-м}}$ определяется по их установленной мощности $P_{\text{с-м.у}}$ и коэффициенту спроса $K_{\text{с.с-м}}$:

$$P_{\text{с-м}} = K_{\text{с.с-м}} \cdot \sum_n P_{\text{с-м.у}} \quad (4)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается. $P_{\text{с-м.у}}$ приходящаяся на один подъезд жилого дома равна 5 кВт.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома $P_{\text{р.ж.д.}}$ определяйся по формуле:

$$P_{\text{р.ж.д.}} = P_{\text{кв}} + K_y \cdot (P_{\text{р.лф}} + P_{\text{с-м}}) \quad (5)$$

Коэффициент участия в максимуме $K_y = 0,9$ [1].

В качестве примера произведем расчет нагрузок жилого 108-квартирного дома под № 23 на плане, с электрическими плитами мощностью 8,5 кВт.

В доме № 23 108 квартир с электрическими плитами мощностью до 8,5 кВт. Для числа квартир $n=100$ $P_{\text{кв.уд}}=1,5$ кВт; для числа квартир $n=200$ $P_{\text{кв.уд}}=1,36$ кВт (из таблицы № 2.1.1 РД 34.20.185-94) [1]. Тогда $P_{\text{кв.уд}}$ определим методом интерполяции:

$$P_{\text{кв}} = 1,5 - \frac{1,5-1,36}{200-100} \cdot (108-100) = 1,49 \text{ кВт};$$

$$P_{\text{кв}} = 1,49 \cdot 108 = 160,92 \text{ кВт}.$$

Поскольку в доме 3 лифтовых установок, число этажей 9, то $K_{\text{с/лф}}$ примем 0,8. (из таблицы № 2.1.2 РД 34.20.185-94.) [1]

$$P_{p.лф} = 0,8 \cdot 8 \cdot 3 = 19,2 \text{ кВт};$$

Поскольку в доме 2 электродвигателя санитарно-технических устройств, то $K_{с/с-м}$ примем 1 (из таблицы № 2.1.3 РД 34.20.185-94.) [1].

$$P_{с-т} = 1 \cdot 3 \cdot 5 = 15 \text{ кВт};$$

Итак, рассчитаем электрическую нагрузку для жилого дома № 23:

$$P_{p.ж.д.} = 162 + 0,9 \cdot (19,2 + 15) = 192,78 \text{ кВт}.$$

В соответствии с РД 34.20.185-94 [1] расчетные коэффициенты реактивной мощности потребителей жилых домов: для квартир с электрическими плитами $\cos\varphi=0,98$, $\tg\varphi=0,2$; для лифтов $\cos\varphi=0,65$, $\tg\varphi=1,17$; для двигателей санитарно-технических устройств $\cos\varphi=0,8$, $\tg\varphi=0,75$;

Таблица 6 – Расчет электрических нагрузок жилых зданий

№	Наименование объекта	$P_{уд}$, кВт	Кол. показ., шт	$K_{с/с-м}$, $K_{с/лф}$	P , кВт	$\tg \varphi$	Q , кВар	$P_{зд}$, кВт	$Q_{зд}$, кВар	$S_{зд}$, кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
23	Жилой дом 3 подъезда	1,49	108		160,92	0,2	32,18	195,12	65,89	205,9
	Лифты	8	3	0,8	19,2	1,17	22,46			
	Сан-тех уст.	5	3	1	15	0,75	11,25			
24	Жилой дом 3 подъезда	1,49	108		160,92	0,2	32,18	195,12	65,89	205,9
	Лифты	8	3	0,8	19,2	1,17	22,46			
	Сан-тех уст.	5	3	1	15	0,75	11,25			
25	Жилой дом 3 подъезда	1,49	108		160,92	0,2	32,18	195,12	65,89	205,9
	Лифты	8	3	0,8	19,2	1,17	22,46			
	Сан-тех уст.	5	3	1	15	0,75	11,25			
26	Жилой дом 3 подъезда	1,49	108		160,92	0,2	32,18	195,12	65,89	205,9
	Лифты	8	3	0,8	19,2	1,17	22,46			
	Сан-тех уст.	5	3	1	15	0,75	11,25			
27	Жилой дом 4 подъезда	1,44	144		207,36	0,2	41,47	247,76	81,18	260,7
	Лифты	8	4	0,7	22,4	1,17	26,21			
	Сан-тех уст.	5	4	0,9	18	0,75	13,5			

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
32	Жилой дом 5 подъездов	1,39	180		250,2	0,2	50,04	298,2	97,8	313,8
	Лифты	8	5	0,7	28	1,17	32,76			
	Сан-тех уст.	5	5	0,8	20	0,75	15			
35	Жилой дом 5 подъездов	1,39	180		250,2	0,2	50,04	298,2	97,8	313,8
	Лифты	8	5	0,7	28	1,17	32,76			
	Сан-тех уст.	5	5	0,8	20	0,75	15			

2.2 Расчет электрической нагрузки общественных зданий

Расчетные электрические нагрузки на вводе в общественные здания или встроенные в жилые дома предприятия определяются по укрупненным средним нагрузкам по выражению:

$$P_{зд} = P_{зд,уд} \cdot M \quad (6)$$

где $P_{зд,уд}$ - удельная расчетная нагрузка электроприемников квартир (домов), кВт/кв.;

M - количественный показатель.

Реактивная мощность здания:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (7)$$

Полная мощность здания:

$$S_{зд} = \sqrt{(P_{зд})^2 + (Q_{зд})^2}. \quad (8)$$

В качестве примера проведем расчет электрической нагрузки детского сада под № 31 на плане:

Удельные расчетные нагрузки общественных зданий и расчетные коэффициенты взяты из РД 34.20.185-94 таблица 2.2.1 [1].

Для детского сада $P_{\text{зд.уд}}=0,46$ кВт.

$$P_{\text{зд}} = 0,46 \cdot 230 = 105,8 \text{ кВт};$$

Реактивная мощность здания детского сада:

$$Q_{\text{зд}} = P_{\text{зд}} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (9)$$

$$Q_{\text{зд}} = 105,8 \cdot 0,25 = 26,45 \text{ квар};$$

Полная мощность здания детского сада:

$$S_{\text{зд}} = \sqrt{(P_{\text{зд}})^2 + (Q_{\text{зд}})^2} \quad (10)$$

$$S_{\text{зд}} = \sqrt{(105,8)^2 + (26,46)^2} = 109,06 \text{ кВа}.$$

Результаты этого и последующих расчетов занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Расчет электрических нагрузок общественных зданий

№	Наименование объекта	$P_{\text{уд}}$, кВт	Кол. показ., мест.	P , кВт	$\operatorname{tg} \varphi$	Q , квар	$S_{\text{зд}}$, кВА
31	Детский сад	0,46	230	105,8	0,25	26,45	109,06
28, 28.1	Школа	0,25	825	206,25	0,33	68,06	217,19
40	Рынок	0,25	1070	267,5	0,75	200,6	334,36
34	Здание КБО	0,075	1010	75,75	0,75	56,8	94,68
36	Административное здание	0,054	2700	145,8	0,57	83,11	167,8
43	Гаражи	0,02	900	18	0,3	5,4	18,8

Продолжение таблицы 7

38	Гаражи	0,02	350	7	0,3	2,1	7,31
42	Столовая	1,04	150	156	0,2	31,2	159,1
29	Центр. тепл. пункт			100	0,2	20	101,98
30	Центр. тепл. пункт			100	0,2	20	101,98
41	Магазин	0,25	559,8	139,95	0.75	104,96	174,94
37	Магазин	0,25	300	75	0.75	56,25	93,75
33	Магазин	0,25	320	80	0.75	60	100
39	Банно- оздоровитель ный комплекс	0,36	60	21,6	0,43	9,29	23,51

2.3 Расчет электрической нагрузки наружного освещения микрорайона

В соответствии с СП 52.13330.2011 «СНИП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение» [2] определяется нагрузка электросети наружного освещения улиц и площадей. В данной ВКР проведем ориентировочный расчет нагрузок сетей освещения по удельной мощности:

$$P_{p.осв} = P_{уд.осв} \cdot L, \quad (11)$$

где $P_{уд.осв}$ – удельная нагрузка освещения, кВт/км;

L – длина линии, км.

Для начала разделим улицы проектируемого микрорайона по категориям. Категории улиц будем определять в соответствии с [3, с 844]. Каждую улицу и внутриквартальную территорию, для наглядности, на плане микрорайона

выделим своим цветом. На рисунке 3, наглядно, показано распределение улиц по цветам, каждый цвет обозначает отдельную категорию. Также, для удобства расчетов, улицы условно отмечены номерами. Расшифровка цветов имеется на представленном рисунке 5.



Рисунок 5 – Распределение улиц микрорайона

Применяя установленный масштаб определим длину улиц, также определим площадь внутриквартальной территории. Для каждой определенной категории улиц микрорайона выберем значение удельной нагрузки освещения $P_{уд.осв.}$. Расчетную нагрузку освещения улиц и внутриквартальной территории найдем используя формулу (9). В светильниках в качестве источника света будем использовать газоразрядные лампы. Коэффициент реактивной мощности для газоразрядных ламп $\text{tg}\varphi=0,33$ [4].

Расчетную реактивную мощность осветительной нагрузки определим по формуле:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв} \quad (12)$$

Приведем пример расчета электрической нагрузки для улицы, показанной на рисунке 3 под номером 10.

$$P_{p.осв10} = 30 \cdot 0,670 = 20,1 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.осв10} = 20,1 \cdot 0,33 = 6,63 \text{ квар.}$$

Для каждой улицы и внутриквартальной территории проведем расчеты и результаты расчетов сведем в таблицу 8.

Таблица 8 – Расчетные нагрузки наружного освещения микрорайона

№ улицы на рис. 3	$P_{уд.осв}$, кВт/км	Длина улицы l , км; Площадь территории, га	P_p , кВт	Q_p , квар
1	2	3	4	5
1	7	0,447	3,13	1,03
2		0,223	1,56	0,52
3		0,447	3,13	1,03
4		0,220	1,54	0,51
5		0,697	4,88	1,61
6		0,230	1,61	0,53
7		0,290	2,03	0,67
8		0,670	4,69	1,55
9		0,670	4,69	1,55
10	30	0,670	20,1	6,63
11	1,2 кВт/Га	4,2	5,04	1,66
12		4,1	4,92	1,62
13		9,98	11,98	3,95
14		4,9	5,88	1,94
15		4,9	5,88	1,94
16		4,9	5,88	1,94
17		4,9	5,88	1,94
18		2,5	3	0,99
Суммарная осветительная нагрузка:	$P_{p.осв} = 95,82$	$Q_p = 31,61$		

Для равномерного распределения осветительной нагрузки микрорайона следует разделить полученную расчетную нагрузку освещения на количество ТП.

2.4 Расчет электрической нагрузки при смешанном питании потребителей микрорайона.

Требуется определить расчетные электрические нагрузки на шинах напряжением 0,4 кВ на ТП при смешанном питании потребителей. Эти нагрузки с учетом нагрузок наружного освещения далее будут использованы для выбора номинальной мощности силовых трансформаторов, которые будут устанавливаться на ТП. Для этого все потребители следует разделить по группам, где каждая группа питается от отдельной ТП. При делении потребителей на группы также следует учесть стандартные значения мощности выпускаемых промышленностью трансформаторов, чтобы суммарная величина нагрузки не превышала ее. Промышленность выпускает трансформаторы на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000, и 1600 кВА

Для начала распределим потребители на группы по нагрузке и расположению домов и по удобству прокладки кабеля по линиям 0,4 кВ получающих питание от соответствующей ТП, результаты покажем в таблице 9.

Таблица 9 – Распределение потребителей по ТП и линиям

№ ТП	Наименование линии питающей группу	потребители в группе
ТП ГП88	Л1	23, 24
	Л2	25
ТП ГП90	Л3	28, 28.1
	Л4	29, 27
	Л5	26, 41
ТП ГП92	Л6	30, 35
	Л7	33, 34
	Л8	31, 32
ТП ГП93	Л9	36, 37, 38
	Л10	39, 40
	Л11	42, 43

При смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий по линии до 1 кВ расчетная электрическая нагрузка определяется по формуле [5]:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum K_{yi} \cdot P_{зdi}, \quad (13)$$

где $P_{зд.мах}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии;
 $P_{зdi}$ – расчетная нагрузка остальных зданий, питаемых по линии;
 K_{yi} – коэффициент участия в максимуме (принимают по справочным данным).

Аналогичную формулу будем использовать для проведения расчета реактивной и полной мощности, протекающей по соответствующей линии.

В качестве примера проведем расчет нагрузки линии Л1 (ТП88-23-24).

В связи с тем, что от ТП по линии Л1 питаются жилые дома № 23, 24 с одинаковыми кухонными плитами, то расчетная нагрузка линии равна сумме расчетных нагрузок каждого жилого дома:

$$P_{p.l1} = 195,12 + 195,12 = 390,24 \text{ кВт.}$$

Аналогично рассчитаем реактивную нагрузку для Л1:

$$Q_{p.l1} = (195,12 + 195,12) \cdot 0,2 = 78,048 \text{ квар.}$$

Также для примера рассмотрим расчет линии Л9, где потребители имеют различный характер нагрузки:

$$P_{p.l9} = 145,8 + 0,6 \cdot 93,5 + 0,9 \cdot 7,31 = 208,48 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.l9} = 86,11 + 0,6 \cdot 56,25 + 0,9 \cdot 2,1 = 125,75 \text{ квар.}$$

Таким же способом определим расчетные мощности для оставшихся линий, результаты расчетов сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные электрические нагрузки линий 0,4 кВт

№ ТП	Наименование линии	потребители в группе	P, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6
ТП ГП88	Л1	23, 24	390,24	131,78	411,9
	Л2	25	195,12	65,89	205,9
ТП ГП90	Л3	28, 28.1	206,25	68,06	217,18
	Л4	29, 27	337,76	99,18	352
	Л5	26, 41	279,09	144,49	314,3
ТП ГП92	Л6	30, 35	388,2	115,8	405,1
	Л7	33, 34	133,03	99,76	166,3
	Л8	31, 32	340,52	108,38	357,4

1	2	3	4	5	6
ТП ГП93	Л9	36, 37, 38	208,48	121,75	241,4
	Л10	39, 40	286,94	208,96	355
	Л11	42, 43	172,2	36,06	176

2.5 Выбор сечений и марки проводников распределительной сети 0,4 кВ

На основании того, что большая часть электроприемников проектируемого микрорайона имеют вторую категорию по надежности электроснабжения, то для них обеспечивается питание от двух независимых источников питания. Вследствие чего кабельные линии, питающие таких потребителей, выполняются двумя кабелями, подходящими к разным шинам 0,4 кВ ТП.

Сечение кабелей выбирается исходя из значений тока в линии в нормальном и послеаварийном режиме.

Для прокладки кабели в траншеях следует учитывать городские условия и поправочные коэффициенты [1].

Длительно допустимый ток кабеля требуется подобрать больше, чем ток нагрузки, потому что сечение кабеля выбирается по току нагрузки по полученным результатам расчетов.

Условия прокладки и количество параллельно уложенных в траншею кабелей влияют на выбор кабеля, поэтому эти аспекты не следует игнорировать.

Максимальный расчетный ток, протекающий в линии, определим по выражению:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} \quad (14)$$

где n – количество кабелей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

В послеаварийном режиме ток находим по выражению:

$$I_{П.А.} = \frac{\sqrt{P_{Р.Л.}^2 + Q_{Р.Л.}^2}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (15)$$

Расчетный длительно-допустимый ток кабеля равен, с учетом поправочных коэффициентов:

$$I_{расч.д.д} = k_n \cdot k_t \cdot k_{перегр} \cdot I_{Д.Д.}, \quad (16)$$

где k_n - коэффициент, учитывающий число кабелей работающих параллельно [6];

k_t - зависит от температуры окружающей среды с поправкой на условия прокладки кабеля, примем равным 1, табл. 1.3.3 ПУЭ [6].

$I_{Д.Д.}$ - длительно допустимый, по условиям нагрева, ток кабеля, при нормальных условиях, А;

$k_{перегр}$ - коэффициент, зависящий от условий допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Условие для выбора кабеля с подходящим сечением:

$$I_{П.А.} \leq I_{расч.д.д} \quad (17)$$

Далее, кабель с выбранным сечением проверим по потери напряжения. У самого дальнего потребителя в послеаварийном режиме потеря напряжения должна быть не более $\pm 10\%$.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{Pi} \cdot l_i}{U_n} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\% \quad (18)$$

где l_i - длина линии, км;

r_0, x_0 – активное и реактивное сопротивление кабеля, Ом/км;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение, В;

I_{Pi} - максимальный рабочий ток, А;

φ - угол нагрузки, находится по соотношению $\tan \varphi = Q/P$.

Для примера разберем определение расчетных токов в линии Л2, питающей потребителя от ТП88:

Для наглядности построим расчетную схему. Расчетная схема продемонстрирована на рисунке 6.

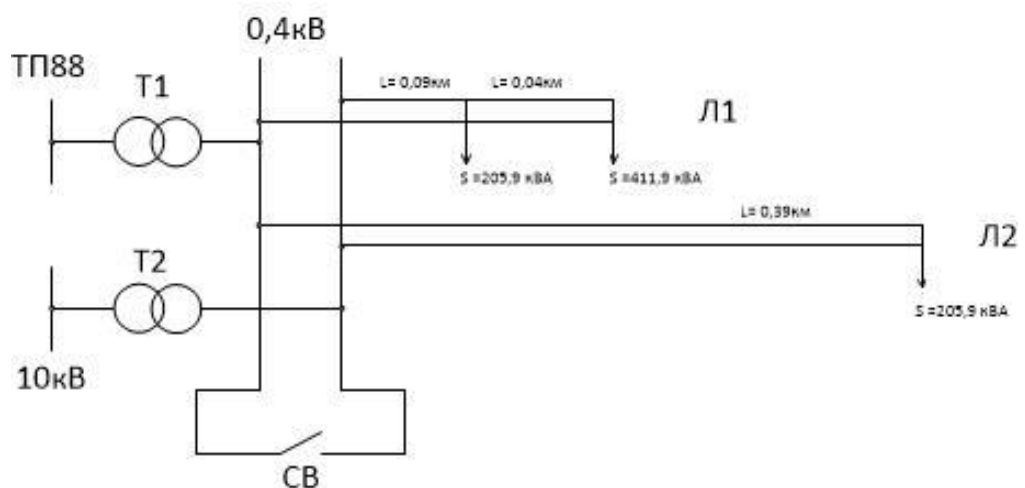


Рисунок 6 – Расчетная схема для ТП88

Расчетный ток в нормальном режиме для Л2:

$$I_{P.Л2.норм} = \frac{\sqrt{195,12^2 + 65,89^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 148,6 \text{ А};$$

Найдем максимальный ток в послеаварийном (питание по одному кабелю) режиме для Л2 :

$$I_{П.А.Л2} = \frac{0,9 \cdot \sqrt{195,12^2 + 65,89^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 267,5 \text{ А},$$

где 0,9 – это поправочный коэффициент для взаиморезервируемых линий [1].

Аналогично рассчитаем токи для остальных линий, результаты сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчетные токи на участках линий от ТП до ВРУ потребителей

Линия	Участок линии	Длина участка, км	Кол-во кабелей на участке, п	Полная расч. нагрузка участка, кВА	Расч. ток в норм. режиме, А	Расч. ток в послеав. режиме, А
ТП88						
Л1	ТП88-24	0,09	2	411,8	297,2	594,4
	24-23	0,04	2	205,9	148,6	267,5
Л2	ТП88-25	0,13	2	205,9	148,6	267,5
ТП90						
Л3	ТП90-28	0,06	2	217,2	156,6	282,2
	28-28.1	0,19	2	108,6	78,4	141,1
Л4	ТП90-27	0,13	2	362,7	261,8	471,2
	27-29	0,06	2	101,98	73,6	132,5
Л5	ТП90-26	0,14	2	380,8	274,8	494,7
	26-41	0,15	2	174,94	126,3	227,3
ТП92						
Л6	ТП92-30	0,15	2	422,8	305,1	549,2
	30-35	0,1	2	313,8	226,5	407,6
Л7	ТП92-34	0,07	1	194,7	281	-
	34-33	0,08	1	100	144,3	-
Л8	ТП92-31	0,14	2	422,9	305,2	549,4
	31-32	0,16	2	313,8	226,5	407,6
ТП93						
Л9	ТП93-38	0,35	1	387	387	-
	38-37	0,07	1	376,9	376,9	-
	37-36	0,05	1	167,8	242,2	-
Л10	ТП93-39	0,19	1	357,9	516,6	-
	39-40	0,2	1	334,36	482,6	-
Л11	ТП93-43	0,28	1	177,2	255,8	-
	43-42	0,31	1	159,1	229,6	-

Поскольку проектируемый микрорайон имеет умеренно-холодный климат, потребители микрорайона относятся ко 2 и 3 категории надежности электроснабжения, то для прокладки выберем кабель марки АПвПнг.

АПвПнг кабель: А – с алюминиевой токопроводящей жилой, Пв – изоляцией из сшитого полиэтилена, нг – не распространяющий горение при групповой прокладке.

Для примера выберем сечение кабеля для Л2:

Сечение для выбранной марки кабеля и величину $I_{д.д.}$ будем брать из справочника [7].

Для линии Л2 $I_{P.Л2расч} = 148,6$ А, $I_{П.А.} = 267,5$ А. Выбираем кабель сечением 50 мм^2 , длительно допустимый ток при нормальных условиях прокладки данного кабеля $I_{д.д.} = 205$ А.

Допустимая токовая нагрузка, для выбранного кабеля, в наших условий прокладки:

По условию допустимой перегрузки в послеаварийном режиме по кабелю АПвПнг длительно допускается ток больше допустимого в 1,3 раза.

$$I_{расч.д.д.} = 1,3 \cdot 205 = 266,5 \text{ А.}$$

По условию выбора сечения кабеля $I_{П.А.} \leq I_{расч.д.д.}$ проверим:

$$I_{П.А.} = 267,5 \text{ А} \quad I_{расч.д.д.} = 266,5 \text{ А.}$$

Условие не выполняется, значит, увеличиваем на одну ступень сечение кабеля. Выбираем сечение 70 мм^2 , длительно допустимый ток при нормальных условиях прокладки данного кабеля $I_{д.д.} = 253$ А.

Допустимая токовая нагрузка, для выбранного кабеля, в наших условий прокладки:

$$I_{расч.д.д.} = 1,3 \cdot 253 = 328,9 \text{ А}$$

По условию выбора сечения кабеля $I_{П.А.} \leq I_{расч.д.д.}$ проверим:

$$I_{П.А.} = 267,5 \text{ А} \leq I_{расч.д.д.} = 328,9 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Определим потери напряжения в линии Л2:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 148,6 \cdot 0,13}{380} \cdot (0,45 \cdot 0,95 + 0,082 \cdot 0,32) \cdot 100\% = 3,9 \, \%.$$

Потери напряжения в линии Л2 менее 10%, что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 [8]. Окончательно принимаем к укладке кабель АПвПнг $4 \times 70 \text{ мм}^2$.

Для остальных линий сечение выберем аналогично, полученные результаты занесем в таблицу 12. Рассчитанные потери напряжения сведем в таблицу 13.

Таблица 12 – Выбранные марки и сечения кабелей

Участок линии	$I_{P, \text{Прасч}}, \text{ А}$	$I_{П.А.}, \text{ А}$	$I_{\text{расч.д.д.}}, \text{ А}$	Марка кабеля, кол.жил, сечение, мм ²
ТП88-24	297,2	594,4	669,5	АПвПнг 4х240
24-23	148,6	267,5	328,9	АПвПнг 4х70
ТП88-25	148,6	267,5	328,9	АПвПнг 4х70
ТП90-28	156,6	282,2	328,9	АПвПнг 4х70
28-28.1	78,4	141,1	224,9	АПвПнг 4х35
ТП90-27	261,8	471,2	508,3	АПвПнг 4х150
27-29	73,6	132,5	224,9	АПвПнг 4х35
ТП90-26	274,8	494,7	508,3	АПвПнг 4х150
26-41	126,3	227,3	266,5	АПвПнг 4х50
ТП92-30	305,1	549,2	574,6	АПвПнг 4х185
30-35	226,5	407,6	451,1	АПвПнг 4х120
ТП92-34	281	-	328,9	АПвПнг 4х70
34-33	144,3	-	145,6	АПвПнг 4х16
ТП92-31	305,2	549,4	574,6	АПвПнг 4х185
31-32	226,5	407,6	451,1	АПвПнг 4х120
ТП93-38	387	-	669,5	АПвПнг 4х240
38-37	376,9	-	395,2	АПвПнг 4х95
37-36	242,2	-	266,5	АПвПнг 4х50
ТП93-39	516,6	-	574,6	АПвПнг 4х185
39-40	482,6	-	508,3	АПвПнг 4х150
ТП93-43	255,8	-	451,1	АПвПнг 4х120
43-42	229,6	-	451,1	АПвПнг 4х120

Таблица 13 – Потери напряжения на участках сети 0,4 кВ

Участок сети	$I_{P, \text{Прасч}}, \text{ А}$	Сечение, мм ²	Длина участка, км	cosφ	sinφ	г, Ом/км	х, Ом/км	ΔU, %
ТП88-24	297,2	240	0,09	0,95	0,34	0,1319	0,0587	1,77
24-23	148,6	70	0,04	0,95	0,32	0,452	0,082	1,44
ТП88-25	148,6	70	0,13	0,95	0,32	0,452	0,082	4,89
ТП90-28	156,6	70	0,06	0,95	0,31	0,452	0,082	1,95
28-28.1	78,4	35	0,19	0,95	0,31	0,9042	0,0637	1,88
ТП90-27	261,8	150	0,13	0,95	0,28	0,2109	0,0596	3,37
27-29	73,6	35	0,06	0,98	0,2	0,9042	0,0637	1,81
ТП90-26	274,8	150	0,14	0,89	0,46	0,2109	0,0596	3,77
26-41	126,3	50	0,15	0,8	0,6	0,6329	0,0625	4,7
ТП92-30	305,1	185	0,15	0,96	0,29	0,1711	0,0596	3,79
30-35	226,5	120	0,1	0,95	0,32	0,2637	0,0602	2,79
ТП92-34	281	70	0,07	0,8	0,6	0,452	0,082	3,68
34-33	144,3	16	0,08	0,8	0,6	1,9778	0,0675	8,5
ТП92-31	305,2	185	0,14	0,95	0,3	0,1711	0,0596	3,51
31-32	226,5	120	0,16	0,95	0,32	0,2637	0,0602	4,46
ТП93-38	387	240	0,35	0,86	0,5	0,1319	0,0587	9,43
38-37	376,9	95	0,07	0,85	0,5	0,3331	0,0602	3,77
37-36	242,2	50	0,05	0,87	0,5	0,6329	0,0625	3,21
ТП93-39	516,6	185	0,19	0,81	0,59	0,1711	0,0596	7,77

Все выбранные кабели удовлетворяют условиям проверки по потери напряжения, наибольшая потеря напряжения не выше 10%, что соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 [8].

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Достаточное количество линий, питающих абонентов, обеспечивает большую гибкость схемы при оперативных переключениях. Также, на гибкость схемы электроснабжения благоприятно влияет равномерное распределение мощности. Расчет электрической нагрузки ТП на стороне 0,4 кВ производится суммированием нагрузок всех линий отходящих от ТП.

$$P_{\sum P.Л} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л.}; \quad (19)$$

$$Q_{\sum P.Л} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л.}; \quad (20)$$

$$S_{\sum P.Л.} = \sqrt{(P_{\sum P.Л})^2 + (Q_{\sum P.Л.})^2}; \quad (21)$$

$$P_{P.ТП} = P_{\sum P.Л} + P_{осв.ТП}; \quad (22)$$

В качестве примера рассчитаем электрическую нагрузки на шинах 0,4 кВ для ТП88:

Для расчета воспользуемся таблицей 9, где уже посчитана нагрузка по линиям. Для определения осветительной нагрузки приходящейся на ТП разделим полученную расчетную нагрузку освещения на количество ТП, то есть в нашем случае на 4.

$$P_{P.ТП88} = P_{л1} + P_{л2} + \frac{P_{п.осв.}}{4} = 390,24 + 195,12 + \frac{95,82}{4} = 609,32 \text{ кВт};$$

$$Q_{P.ТП88} = Q_{л1} + Q_{л2} = 131,78 + 65,89 = 197,67 \text{ квар},$$

$$S_{\sum P_{\text{Л.}}} = \sqrt{609,32^2 + 197,67^2} = 640,6 \text{ кВА.}$$

По аналогии произведем расчет для остальных ТП. Полученные результаты занесем в таблицу 14.

Таблица 14 – Электрические нагрузки ТП на шинах 0,4 кВ.

Наименование ТП	$P_{\text{р.ТП}}$, кВт	$Q_{\text{р.ТП}}$, кВт	$S_{\text{р } 0,4 \text{ кВ}}$, кВА
ТП88	609,32	197,67	640,6
ТП90	847,1	311,73	909,6
ТП92	885,71	323,94	943,1
ТП93	691,58	366,77	782,8

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТП

3.1 Общие сведения

Трансформаторная подстанция- это электрическая установка, которая предназначена для приёма, преобразования и распределения электрической энергии тока частотой 50 Гц. ТП состоит из силовых трансформаторов, распределительных устройств управления, релейной защиты и автоматики и различных вспомогательных сооружений. В данной ВКР проектируется электроснабжение строящегося микрорайона города, а значит величина напряжений 10/04 кВ. Силовые трансформаторы 10/0,4 будем располагать в закрытых трансформаторных будках.

3.2 Расчет центров энергетических нагрузок и выбор места размещения ЦРП, ТП

В данном пункте необходимо определить точки расположения ЦРП, ТП на плане микрорайона. Определение оптимального места расположения ЦРП и ТП на плане застройки является одним из способов обеспечения надежности и экономичности системы электроснабжения. От расположения трансформаторных подстанций зависит протяженность кабельных линий, а соответственно расход проводникового материала. Грамотное, оптимальное расположение ТП позволяет снизить потери в распределительных и питающих сетях проектируемого микрорайона.

Для расчета ЦЭН будем строить картограмму нагрузок. Для этого плане проектируемого микрорайона разместим ограниченные круги, которые в масштабе будут соответствовать активным расчетным нагрузкам зданий микрорайона. Центры этих кругов должны совпасть с центрами нагрузок соответствующих потребителей.

Радиус кругов определяют по выражению:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}, \quad (23)$$

где P_i – полная расчетная мощность i -го потребителя;

r_i – радиус круга;

m – масштаб для определения площади круга.

Будем считать, что электрические нагрузки равномерно распределены по площадям кварталов, тогда ЦЭН совпадут с геометрическими центрами тяжести. В связи с этим, проведем аналогию между электрическими нагрузками и массами и определим координаты ЦЭН:

$$X = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}, Y = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}, \quad (24)$$

где X_i и Y_i – соответствующие координаты приложения нагрузки i -го потребителя в осях координат X и Y [5].

В пункте 2.4 настоящей ВКР произведена группировка зданий по ТП по приближенности зданий, удобства прокладки кабельных линий и уменьшения длины проводников.

Для удобства расчета центров энергетических нагрузок необходимые данные из таблиц 5,6,8 внесем в таблицу 15.

Таблица 15 – Распределение зданий по ТП с учетом их нагрузок

№ ТП	№ здания на плане	P , кВт	Q , квар
1	2	3	4
ТП ГП88	23	195,2	65,89
	24	195,2	65,89
	25	195,2	65,89
ТП ГП90	28	103,125	34,03
	28,1	103,125	34,03
	29	100	20
	27	247,76	81,18
	26	195,2	65,89
	41	139,96	104,96

1	2	3	4
ТП ГП92	30	100	20
	35	289,2	97,8
	33	80	60
	34	75,75	56,8
	31	105,8	26,45
	32	289,2	97,8
ТП ГП93	36	145,8	83,11
	37	75	56,25
	38	7	2,1
	39	21,6	9,29
	40	267,5	200,6
	42	156	31,2
	43	18	5,4

Для того чтобы чертеж не был сильно загроможден, масштаб будем определять через потребителя, имеющего наибольшую нагрузку.

Таким потребителем является здание № 35 имеющее нагрузку $P=289,2$ кВт.

Примем радиус круга этой нагрузки равной 50 м и определим масштаб:

$$m = \frac{P_{p,35}}{r_{35}^2 \cdot \pi}; \quad (25)$$

$$m = \frac{289,2}{50^2 \cdot \pi} = 0,037 \text{ кВт/м}^2.$$

Для примера найдем радиус окружности для здания № 23:

$$r_i = \sqrt{\frac{195,2}{\pi \cdot 0,037}} = 40,98 \text{ м.}$$

Для каждой нагрузки, аналогично, посчитаем радиусы окружностей.

На плане микрорайона произвольно построим координатные оси X и Y и определим для каждой окружности координаты ее центра.

Полученные результаты сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Значения радиусов и координат центров окружностей нагрузок

№ здания на плане	r , м	x , м	y , м
23	40,98	180	140
24	40,98	250	340
25	40,98	180	520
28	87,36	970	304
28,1	87,36	756	180
29	86,03	1200	380
27	135,41	1200	532,5
26	40,98	610	527,5
42	107,45	745	860
30	86,36	1575	515
35	146,3	1792,5	540
33	76,95	1702,5	277
34	74,88	1705	428
31	88,49	1500	202
32	146,3	1790	140
36	103,88	1650	770
37	74,5	1820	920
38	22,76	1600	972
39	39,98	1230	817,5
40	140,71	1040	760
41	101,78	731	729
42	107,45	746	860
43	36,5	860	1074

Используя полученные результаты значений координат центров окружностей x и y , учитывая распределение зданий по соответствующим ТП, рассчитаем координаты наиболее оптимального расположения ТП:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}; \quad (26)$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}, \quad (27)$$

где x_i y_i – координаты центров нагрузок i -го потребителя, м;

$P_{p,i}$ – расчетная активная мощность нагрузки i -го потребителя, кВт.

В качестве примера рассчитаем координаты для ТП ГП88, необходимые для расчета данные возьмем из таблиц 9 и 10 :

$$X = \frac{180 \cdot 195,2 + 250 \cdot 195,2 + 180 \cdot 195,2}{195,2 + 195,2 + 195,2} = 203,33 \text{ м};$$

$$Y = \frac{140 \cdot 195,2 + 340 \cdot 195,2 + 520 \cdot 195,2}{195,2 + 195,2 + 195,2} = 333,33 \text{ м}.$$

Также определим центры энергетических нагрузок для оставшихся ТП, результаты расчетов сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Координаты центров энергетических нагрузок

№ ТП	X, м	Y, м
ТП ГП88	203,33	333,33
ТП ГП90	918,48	477,8
ТП ГП92	1720,64	344,81
ТП ГП93	1193,94	813,73
ЦРП95	1087,69	485,04

Построенная картограмма центров энергетических нагрузок показана на рисунке 4.

Если в результате расчета получаем точку ЦЭП в таком месте, где по техническим, ландшафтным или архитектурным причинам разместить ТП нельзя, то ТП размещается в наиболее приближенном к расчетам месте, где имеется возможность ее разместить с минимальными потерями.

Окончательное размещение ТП показано на рисунке 7.



Рисунок 7 – Картограмма центров энергетической нагрузки

3.3 Выбор числа и мощности ТП с учетом КРМ.

В рассматриваемом микрорайоне преобладают потребители второй категории надежности, а значит на ТП следует устанавливать не менее 2 трансформаторов.

Мощность силовых трансформаторов для ТП рассчитаем по приведенной формуле:

$$S_{TP} = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot K_3^{opt}}, \quad (28)$$

где $S_{ТП}$ – расчетная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

n_T - количество трансформаторов на подстанции;

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

В случае 4 часовой перегрузки коэффициент загрузки в послеаварийном режиме $K_{3\text{ п/а}}$ равен 1,5, коэффициент загрузки в нормальном режиме $K_3^{opt}=0,8$ по [1].

После выбора трансформатора следует проверить его коэффициент загрузки в нормальном, послеаварийном и ремонтном режимах работы.

Коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме работы:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{n_T \cdot S_{T_{НОМ}}}. \quad (29)$$

Коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном режиме работы:

$$K_3 = \frac{S_{ТП}}{(n_T - 1) \cdot S_{T_{НОМ}}} \leq 1.5. \quad (30)$$

Выберем число и мощность силовых трансформаторов на примере ТП88:

Оптимальный коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме $K_3^{onm}=0,8$, тогда:

$$S_{TP} = \frac{640,6}{2 \cdot 0,8} = 400 \text{ кВА.}$$

Выберем силовые трансформаторы ТМГ 2х400, выполним условия по аварийной перегрузке

в нормальном режиме:

$$K_3 = \frac{400}{2 \cdot 400} = 0,5;$$

в послеаварийном режиме:

$$K_3 = \frac{400}{(2-1) \cdot 400} = 1.$$

В итоге, для ТМГ-400/10 получили $K_3 \text{ п/а} \leq 1,5$. Принимаем к установке на ТП88 два силовых трансформатора ТМГ-400/10.

Для остальных ТП выбор силовых трансформаторов выполним аналогичным образом, результаты сведем в таблицу 18.

Таблица 18 – Выбор трансформаторов на ТП

ТП	Расчетная нагрузка $S_{ТП}$, кВА	Количество тр-в на ТП	Мощность тр-ра S_{PT} , кВА	Номинальная мощность тр-ра	K_3	$K_3 \text{ п/а}$
ТП88	640,6	2	400	400	0,5	1
ТП90	909,6	2	568,5	630	0,45	0,9
ТП92	943,1	2	589,4	630	0,47	0,94
ТП93	782,8	2	489,3	630	0,39	0,78

Все выбранные трансформаторы соответствуют условию по работе в нормальном и послеаварийном режимах.

3.4 Расчет КРМ. Выбор конденсаторных установок

Для каждой ТП определим потребность в компенсации реактивной мощности.

На основании приказа 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 угла $\text{tg}\varphi$ для шин 0,4 кВ - 0,35.

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{p.ТП}}{P_{p.ТП}}, \quad (31)$$

Если $\text{tg}\varphi$ при расчете окажется больше 0,35, то следует использовать компенсирующие установки для компенсации реактивной мощности.

Требуемую мощность компенсирующих установок определим по выражению:

$$Q_{KV} = Q_{p.ТП} - P_{p.ТП} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{факт}}, \quad (32)$$

Для примера рассчитаем требуемую мощность компенсирующих установок для ТП88:

$$\text{tg}\varphi = \frac{197,67}{609,32} = 0,32.$$

$$Q_{KV} = 197,67 - 609,32 \cdot 0,32 = -15,6;$$

Для ТП88 получили $\text{tg}\varphi = 0,32 \leq 0,35$.

Если в результате расчета получим отрицательную требуемую мощность компенсирующих установок, то в их установке нет необходимости.

Таблица 19 – Выбор КРМ на ТП

ТП	$\text{tg}\varphi$	$Q_{\text{тр}}$, квар	Мощность компенсаторной установки, квар
ТП88	0,32	-15,6	0
ТП90	0,37	15,3	25
ТП92	0,37	14	15
ТП93	0,5	124,7	125

Для компенсации реактивной мощности в сети 0,4 кВ принимаем к установке:

на ТП88 - КРМ 0,4-5 УЗ(У2,У1),

на ТП90 - КРМ 0,4-25 У3(У2,У1),

на ТП92 - КРМ 0,4-15 У3(У2,У1),

на ТП93 - КРМ 0,4-125 У3(У2,У1).

3.5 Выбор конструкции ТП

Для сетей электроснабжения города обычно выбирают и ставят подстанции двух типов комплектную трансформаторную подстанции городского типа (КТПГ) и блочную подстанцию (КТПБ). Такие подстанции полностью собираются на заводе, а непосредственно на месте установки монтируются и собираются.

В ВКР примем конструкцию для всех ТП в виде КТП.

При распределении и приеме электроэнергии в жилых домах повышенной этажности и зданиях общественного назначения используют вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания ВРУ.

Данная подстанция устанавливается на специальном фундаменте, чаще всего на бетонном. Ввод 10 кВ и щита 0.38 кВ обслуживают через двери отсеков. Осмотр и ремонт щита осуществляют со стороны камеры трансформатора. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП

4.1 Расчет потерь мощности в трансформаторах

Потери в трансформаторах ТП складываются из потерь в стали (потери холостого хода) и потерь в обмотках (потери короткого замыкания). Суммарные потери трансформатора при номинальном режиме равны сумме потерь холостого хода ΔI_{XX} и потерь короткого замыкания ΔP_K , которые указаны в паспортных данных рассматриваемого трансформатора.

Суммарные активные потери в трансформаторе найдем по выражению:

$$\sum \Delta P_T = \Delta P_X + K_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (33)$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода, указаны в паспорте на трансформатор;

ΔP_K - активные потери короткого замыкания, указаны в паспорте на трансформатор;

Суммарные реактивные потери в трансформаторе определим по выражению:

$$\sum \Delta Q_T = \Delta Q_X + K_3^2 \cdot \Delta Q_K \quad (34)$$

где ΔQ_{XX} - реактивные потери холостого хода;

ΔQ_K - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода найдем по формуле:

$$\Delta Q_X = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{I_{XX}}{100}, \quad (35)$$

где $S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора;

$I_{ХХ}$ – ток холостого хода трансформатора, указан в паспорте трансформатора.

Реактивные потери короткого замыкания находятся по выражению:

$$\Delta Q_K = S_{НОМ.Т} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (36)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания.

Для примера произведем расчет потерь в трансформаторах ТМГ-400/10, установленных на ТП88:

$$K_3 = 0,5, S_{НОМ.Т} = 400 \text{ кВА};$$

Необходимые справочные данные по трансформатору ТМГ-400/10 возьмем из [9].

$$\Delta P_{ХХ} = 0,87 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_K = 5,6 \text{ кВт};$$

$$U_K = 4,5\%;$$

$$I_{ХХ} = 1,2\%.$$

Найдем активные потери в трансформаторе:

$$\sum \Delta P_T = 0,87 \cdot 2 + 0,5^2 \cdot \frac{5,6}{2} = 2,44.$$

$$\Delta Q_X = 400 \cdot \frac{1,2}{100} = 4,8 \text{ квар};$$

Реактивные потери холостого хода:

Найдем реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_K = 400 \cdot \frac{4,5}{100} = 18 \text{ квар},$$

Определим суммарные реактивные потери в трансформаторе:

$$\sum \Delta Q_T = 4,8 \cdot 2 + 0,5^2 \cdot \frac{18}{2} = 11,85 \text{ квар}.$$

Аналогично рассчитаем потери для мощности в силовых трансформаторах для остальных ТП. Результаты расчетов сведем в таблицу 20.

Таблица 20 –Суммарные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах

ТП	Марка тр-в, п	Кол-во тр-в, п	K_3	$U_{K,\%}$	ΔP_K , кВт	ΔP_{XX} , кВт	$I_{XX,\%}$	$\Sigma \Delta P_T$, кВт	$\Sigma \Delta Q_T$, квар
ТП88	ТМГ-400/10	2	0,5	4,5	5,6	0,87	1,2	2,44	11,85
ТП90	ТМГ-630/10	2	0,45	5,5	7,6	1,24	1,2	3,25	18,63
ТП92	ТМГ-630/10	2	0,47	5,5	7,6	1,24	1,2	3,32	18,95
ТП93	ТМГ-630/10	2	0,39	5,5	7,6	1,24	1,2	3,06	17,76

5 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ НА СТОРОНЕ 10КВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ МИКРОРАЙОНА

Распределительные сети 10 кВ служат для распределения, передачи электроэнергии от источника питания к потребителю.

Распределительные сети 10 кВ являются частью районных, городских сетей. В состав распределительных сетей 10 кВ могут входить как воздушные линии, так и кабельные линии, а также распределительные устройства.

Основная задача этих сетей - обеспечить надежное и стабильное электроснабжение конечных потребителей, таких как жилые дома, промышленные предприятия и другие объекты.

Распределительные сети 10 кВ являются критически важным звеном в системе электроснабжения, обеспечивая надежную подачу электроэнергии к потребителям. От их надежной работы зависит бесперебойное функционирование множества объектов и систем, включая жилой фонд, промышленные предприятия, объекты социальной инфраструктуры и т.д.

5.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций

Расчет электрических нагрузок в данном пункте будем проводить путем складывания мощностей протекающих через силовой трансформатор с потерями мощности в трансформаторе.

Для этого используем формулу:

$$S_{BH.TП} = \sqrt{(P_{ТП} + n \cdot \Delta P_T)^2 + (Q_{ТП} + n \cdot \Delta Q_{ТП})^2} \quad (37)$$

где n – число трансформаторов на ТП.

Рассчитаем электрическую нагрузку, приведенную к стороне высокого напряжения ТП88:

$$S_{BH.ТП88} = \sqrt{(609,32 + 2 \cdot 2,44)^2 + (197,67 + 2 \cdot 11,85)^2} = 625,9 \text{ кВА.}$$

Аналогично рассчитаем электрические нагрузки на стороне ВН для остальных ТП, результат сведем в таблицу 21.

Таблица 21 –Рассчитанные электрические нагрузки на ВН 10кВ ТП

ТП	Число ТП, n	P _{р. ТП} , кВт	Q _{неск.ТП} , квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар	P _{ТП.ВН} , кВт	Q _{ТП.ВН} , квар	S _{ТП.ВН}
ТП88	2	609,32	197,67	2,44	11,85	614,2	221,37	625,9
ТП90	2	847,1	311,73	3,25	18,63	853,6	348,99	922,2
ТП92	2	885,71	323,94	3,32	18,95	892,35	361,84	962,9
ТП93	2	691,58	366,77	3,06	17,76	697,7	402,29	805,4

5.2 Расчет электрических нагрузок линий распределительной сети 10 кВ

Расчет электрических нагрузок линий 10 кВ в распределительной сети выполняется для определения необходимой пропускной способности линий и выбора соответствующего оборудования. Для этого необходимо определить расчетные нагрузки отдельных потребителей, учесть коэффициент их одновременности и суммарную нагрузку всей линии, включая потери.

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10(6) кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети (ЦП, РП, линии и др.), на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по табл. 2.1.1 [1].

Расчетную нагрузку линии 10 кВ рассчитаем по выражению:

$$P_{р.ТП} = k_{COBM} \cdot P_{\Sigma} \quad (38)$$

$$Q_{р.ТП} = k_{COBM} \cdot Q_{\Sigma} \quad (39)$$

$$S_{р.} = \sqrt{P_{р.ТП}^2 + Q_{р.ТП}^2} \quad (40)$$

где k_{COBM} – коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, зависящий от числа трансформаторов и характера нагрузки. Коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов выберем из таблицы 2.4.3 [1], в нашем случае $k_{COBM}=0,8$.

$$P_{p.тп} = 0,8 \cdot (614,2 + 853,6 + 892,35 + 697,7) = 2446,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.тп} = 0,8 \cdot (221,37 + 348,99 + 361,84 + 402,29) = 1067,6 \text{ квар};$$

$$S_{p.тп} = \sqrt{2446,3^2 + 1067,6^2} = 2669,1 \text{ кВА}.$$

5.3 Выбор площади сечений распределительной сети 10 кВ

Для прокладки распределительной сети 10 кВ в наших условиях примем кабель марки АПвП – 10 кВ.

Кабели АПвП используются для передачи и распределения электрической энергии в сетях 6-35 кВ

Кабели типа АПвП предназначены для эксплуатации в условиях умеренного и холодного климата.

Они подходят для стационарной прокладки в земле (в траншеях), а также на воздухе, в кабельных сооружениях и производственных помещениях при обеспечении мер противопожарной защиты.

А - алюминиевая токопроводящая жила;

Пв - изоляция из сшитого полиэтилена;

П - оболочка из полиэтилена;

10кВ - номинальное напряжение.

Кабель марки АПвП – 10 кВ применяется:

-для передачи и распределения электрической энергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 10 кВ номинальной частотой 50 Гц для сетей с заземленной и изолированной нейтралью;

-для прокладки в земле (в траншеях), если кабель защищен от механических повреждений;

-предназначены для эксплуатации при прокладке в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов;

Сечения жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому длительному току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения [1].

Для начала расчета определим необходимые для расчета исходные данные:

Номинальное напряжение распределительной сети – 10 кВ;

Конструктивное исполнение – кабельная линия;

Величины нагрузок возьмем из таблицы 21.

Длины участков отмечены на расчетной схеме, рисунок 9.

Также, примем для расчета продолжительность использования максимума нагрузки для потребителей, подключенных к линии $T_{\text{MAX}} = 5500$ ч. Данное значение приняли для малых городов по таблице 2.4.4. [1].

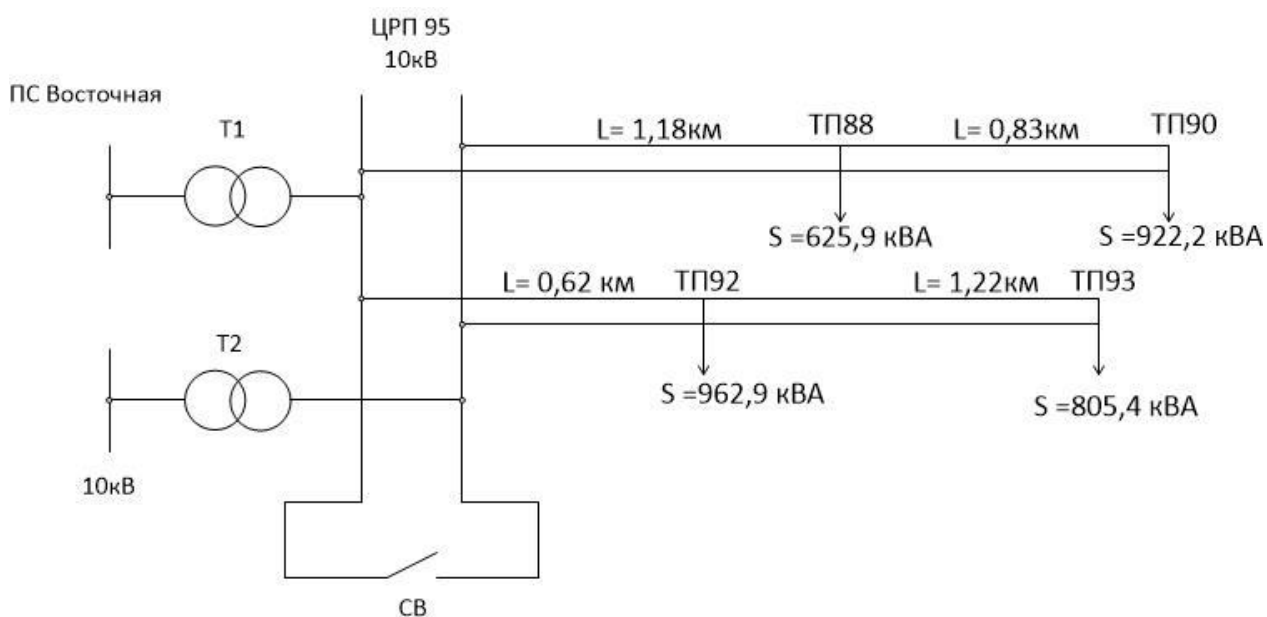


Рисунок 9 – Расчетная схема распределительной сети 10 кВ.

Допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ принимают в пределах 5-8% от номинального напряжения $\Delta U_{\text{ном}}$ сети в нормальном режиме, 10-12% - в аварийном режиме.

Используя расчетную схему, определим мощности участков сети, начиная от самых удаленных от ЦРП95 точек:

$$S_{ТП88-ТП90} = S_{ТП90} = 922,2 \text{ кВА};$$

$$S_{ЦРП95-ТП88} = S_{ТП88} + S_{ТП90} = 625,9 + 922,2 = 1548,1 \text{ кВА};$$

$$S_{ТП92-ТП93} = S_{ТП93} = 805,4 \text{ кВА};$$

$$S_{ЦРП95-ТП92} = S_{ТП92} + S_{ТП93} = 962,9 + 805,4 = 1768,3 \text{ кВА}.$$

Определим расчетные токи для участков сети используя выражение:

$$I_{P,Л} = \frac{S_P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (41)$$

$$I_{P,ТП88-ТП90} = \frac{922,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 53,2 \text{ А};$$

$$I_{P,ЦРП95-ТП88} = \frac{1548,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 89,4 \text{ А};$$

$$I_{P,ТП92-ТП93} = \frac{805,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,5 \text{ А};$$

$$I_{P,ЦРП95-ТП92} = \frac{1768,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 102,1 \text{ А};$$

Экономически целесообразное сечение жил кабеля (согласно ПУЭ п. 1.3.25) определяется из соотношения:

$$F_{эк} = \frac{I_i}{j_{эк}}, \text{ мм}^2. \quad (42)$$

Экономическую плотность тока $j_{э}$ выберем из таблицы 1.3.36. ПУЭ [6]. В нашем случае, поскольку для прокладки используется кабель с алюминиевыми жилами и продолжительность использования максимума нагрузки $T_{max} = 5500$, то экономическую плотность тока примем равной $j_{э} = 1,6 \text{ А/мм}^2$.

$$F_{эк,ТП88-ТП90} = \frac{53,2}{1,6} = 33,25 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{эк. ЦРП95-ТП88}} = \frac{89,4}{1,6} = 55,9 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{эк. ТП92-ТП93}} = \frac{46,5}{1,6} = 29,1 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{эк. ЦРП95-ТП92}} = \frac{102,1}{1,6} = 63,8 \text{ мм}^2;$$

Для участка распределительной сети ТП88-ТП90 выбираем сечение жил кабеля 35 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 136 \text{ А}$.

Для участка распределительной сети ЦРП95-ТП88 выбираем сечение жил кабеля 70 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 193 \text{ А}$.

Для участка распределительной сети ТП92 –ТП93 выбираем сечение жил кабеля 35 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 136 \text{ А}$.

Для участка распределительной сети ЦРП95 –ТП92 выбираем сечение жил кабеля 70 мм² с длительно допустимым током $I_{\text{доп}} = 193 \text{ А}$.

Далее, выбранные экономические сечения жил кабелей на всех участках сети необходимо проверить по допустимому нагреву током. Условием для проверки будет:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{дл.доп}} \cdot k_{\text{сн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{тем}}, \quad (43)$$

где $k_{\text{сн}}$ - поправка на снижение токовой нагрузки при двух кабелях лежащих рядом в траншее, $k_{\text{сн}} = 0,9$;

$k_{\text{пер}}$ – поправка на время проведения ремонта поврежденного кабеля в течение 6 часов, $k_{\text{пер}} = 1,1$;

$k_{\text{тем}}$ – поправка на температуру окружающей среды, $k_{\text{тем}} = 1$.

Для участка распределительной сети ТП88-ТП90:

$$I_{\text{дл.доп}} = 136 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1 = 134,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{расч}} = 53,2 \text{ А};$$

$$53,2 \leq 134,6.$$

Выбираем к прокладки кабель АПвП 3х35-10.

Для участка распределительной сети ЦРП95-ТП88:

$$I_{\text{дл.дон}}=193 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1=191,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{расч}}=89,4 \text{ A};$$

$$89,4 \leq 191,1.$$

Выбираем к прокладки кабель АПвП 3х70-10.

Для участка распределительной сети ТП92 –ТП93:

$$I_{\text{дл.дон}}=136 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1=134,6 \text{ A};$$

$$I_{\text{расч}}= 53,2 \text{ A};$$

$$53,2 \leq 134,6.$$

Выбираем к прокладки кабель АПвП 3х35-10.

Для участка распределительной сети ЦРП95 –ТП92:

$$I_{\text{дл.дон}}=193 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 1=191,1 \text{ A};$$

$$I_{\text{расч}}=89,4 \text{ A};$$

$$89,4 \leq 191,1.$$

Выбираем к прокладки кабель АПвП 3х70-10.

Для всех участков распределительной сети 10 кВ результаты расчетов сведем в таблицу 22.

Таблица 22 –Выбор кабелей распределительной сети 10кВ

Участок сети	S_p , кВА	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{дл.дон}}$, А	F , мм ²	Применяемый кабель
ТП88-ТП90	922,2	53,2	134,6	33,25	АПвП 3х35
ЦРП95-ТП88	1548,1	89,4	191,1	55,9	АПвП 3х70
ТП92 –ТП93	805,4	46,5	134,6	29,1	АПвП 3х35
ЦРП95-ТП92	1768,3	102,1	191,1	63,8	АПвП 3х70

Определим активное сопротивление для каждого участка сети:

$$R_i = r_i \cdot l_i, \quad \text{Ом} \quad (44)$$

где r_i – удельное активное сопротивление участка сети, Ом/км

l_i – длина участка сети, км.

$$R_{ТП88-ТП90} = 0,9 \cdot 0,83 = 0,75 \text{ Ом};$$

$$R_{ЦРП95-ТП88} = 0,45 \cdot 1,18 = 0,53 \text{ Ом};$$

$$R_{ТП92-ТП93} = 0,9 \cdot 1,22 = 1,1 \text{ Ом};$$

$$R_{ЦРП95-ТП92} = 0,45 \cdot 0,62 = 0,27 \text{ Ом};$$

Определим индуктивное сопротивление для каждого участка сети:

$$X_i = x_i \cdot l_i, \text{ Ом.} \quad (45)$$

где x_i – удельное индуктивное сопротивление участка сети, Ом/км

l_i – длина участка сети, км.

$$X_{ТП88-ТП90} = 0,109 \cdot 0,83 = 0,09 \text{ Ом};$$

$$X_{ЦРП95-ТП88} = 0,098 \cdot 1,18 = 0,12 \text{ Ом};$$

$$X_{ТП92-ТП93} = 0,109 \cdot 1,22 = 0,13 \text{ Ом};$$

$$X_{ЦРП95-ТП92} = 0,098 \cdot 0,62 = 0,06 \text{ Ом}.$$

Определим потери напряжения на всех участках сети используя выражение:

$$\Delta U_i = \frac{P_i \cdot R_i + Q_i \cdot X_i}{U_{ном}}, \quad (46)$$

где P_i , кВт; Q_i , квар; R_i , Ом; X_i , Ом; $U_{ном}$, кВ.

$$\Delta U_{ТП88-ТП90} = \frac{853,6 \cdot 0,75 + 348,99 \cdot 0,09}{10} = 67,2 \text{ В},$$

$$\Delta U_{ЦРП95-ТП88} = \frac{1467,8 \cdot 0,53 + 570,36 \cdot 0,12}{10} = 84,6 \text{ В},$$

$$\Delta U_{ТП92-ТП93} = \frac{697,7 \cdot 1,1 + 402,29 \cdot 0,13}{10} = 81,9 \text{ В},$$

$$\Delta U_{ТП88-ТП90} = \frac{1590,05 \cdot 0,27 + 764,13 \cdot 0,06}{10} = 47,5 \text{ В}.$$

Теперь найдем потери напряжения ΔU_{max} в самых удаленных точках линий по выражению:

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП88-ТП90} = \Delta U_{ТП88-ТП90} + \Delta U_{ЦРП95-ТП88} \quad (47)$$

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП92-ТП93} = \Delta U_{ТП92-ТП93} + \Delta U_{ЦРП95-ТП92} \quad (48)$$

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП88-ТП90} = 67,2 + 84,6 = 151,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП92-ТП93} = 81,9 + 47,5 = 129,4 \text{ В}.$$

Определим потери линий в процентах $\Delta U_{max}\%$ используя выражение:

$$\Delta U_{max} \% = \frac{\Delta U_{max}}{U_{ном}} \cdot 10^{-1} \quad (49)$$

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП88-ТП90} \% = \frac{151,8}{10} \cdot 10^{-1} = 1,518\%;$$

$$\Delta U_{max.ЦРП95-ТП92-ТП93} \% = \frac{129,4}{10} \cdot 10^{-1} = 1,294\%.$$

Проверим линии по допустимой потере напряжения :

$$\Delta U_{max} \% \leq 5\% \quad (50)$$

для линии ЦРП95-ТП88-ТП90:

1,518% ≤ 5% - условие выполняется;

для линии ЦРП95-ТП92-ТП93:

1,294% ≤ 5% - условие выполняется.

Найдем потери активной мощности на всех участках сети по выражению:

$$\Delta P_i = \frac{S_i^2}{U_{ном}^2} \cdot R_i \cdot 10^{-3} \text{ , кВт.} \quad (51)$$

$$\Delta P_{ТП88-ТП90} = \frac{922,2^2}{10^2} \cdot 0,75 \cdot 10^{-3} = 6,38 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ЦРП95-ТП88} = \frac{1548,1^2}{10^2} \cdot 0,53 \cdot 10^{-3} = 12,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ТП92-ТП93} = \frac{805,4^2}{10^2} \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} = 7,14 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ЦРП95-ТП92} = \frac{1768,3^2}{10^2} \cdot 0,27 \cdot 10^{-3} = 8,44 \text{ кВт}.$$

Найдем потери реактивной мощности на всех участках сети по выражению:

$$\Delta Q_i = \frac{S_i^2}{U_{ном}^2} \cdot X_i \cdot 10^{-3}, \text{ квар.} \quad (52)$$

$$\Delta Q_{ТП88-ТП90} = \frac{922,2^2}{10^2} \cdot 0,09_i \cdot 10^{-3} = 0,77 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{ЦРП95-ТП88} = \frac{1548,1^2}{10^2} \cdot 0,12 \cdot 10^{-3} = 2,88 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{ТП92-ТП93} = \frac{805,4^2}{10^2} \cdot 0,13 \cdot 10^{-3} = 0,84 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{ЦРП95-ТП92} = \frac{1768,3^2}{10^2} \cdot 0,06 \cdot 10^{-3} = 1,88 \text{ квар}.$$

Определим суммарные потери активной мощности в линиях по формуле:

$$\Delta P_{сумм.лин} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (53)$$

$$\Delta P_{ЦРП95-ТП88-ТП90} = 6,38 + 12,7 = 19,08 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{ЦРП95-ТП92-ТП93} = 7,14 + 8,44 = 15,58 \text{ кВт}.$$

Определим суммарные потери реактивной мощности в линиях по формуле:

$$\Delta Q_{\text{сумм.лин}} = \sum_1^n \Delta Q_i$$

(54)

$$\Delta Q_{\text{ЦРП95-ТП88-ТП90}} = 0,77 + 2,88 = 3,65 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_{\text{ЦРП95-ТП92-ТП93}} = 0,84 + 1,88 = 2,72 \text{ квар}.$$

Результаты расчетов распределительной сети 10 кВ сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Результат расчета распределительной сети 10 кВ

Наименование величин	Участки линий					
	ТП88- ТП90	ЦРП95- ТП88	ЦРП95- ТП88- ТП90	ТП92- ТП93	ЦРП95- ТП92	ЦРП95- ТП92- ТП93
P_i , кВт	853,6	1467,8	-	697,7	1590,05	-
Q_i , квар	348,99	570,36	-	402,29	764,13	-
S_i , кВА	922,2	1548,1	-	805,4	1768,3	-
I_i , А	53,2	89,4	-	46,5	102,1	-
$F_{\Sigma i}$, мм ²	33,25	55,9	-	29,1	63,8	-
Кабель марка	АПвП 3х35	АПвП 3х70	-	АПвП 3х35	АПвП 3х70	-
$I_{доп.i}$, А	134,6	191,1	-	134,6	191,1	-
r_i , Ом/км	0,9	0,45	-	0,9	0,45	-
x_i , Ом/км	0,109	0,098	-	0,109	0,098	-
l_i , км	0,83	1,18	2,01	1,22	0,62	1,84
R_i , Ом	0,75	0,53	-	1,1	0,27	-
Q_i , Ом	0,09	0,12	-	0,13	0,06	-
ΔU_i , %	-	-	1,518	-	-	1,294
ΔP_i кВт	6,38	12,7	19,08	7,14	8,44	15,58
ΔQ_i , квар	0,77	2,88	3,65	0,84	1,88	2,72

5.4 Определение электрической нагрузки на шинах ЦРП95

Чтобы рассчитать электрические нагрузки на шинах РП нужно сложить все нагрузки РП с потерями мощности в линиях распределительной сети 10 кВ.

Необходимые для расчета данные возьмем из таблицы 23.

Суммарная потеря мощности в распределительной сети 10 кВ равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i ;$$

(57)

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i ; \quad (58)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 6,38 + 12,7 + 7,14 + 8,44 = 34,66 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 0,77 + 2,88 + 0,84 + 1,88 = 6,37 \text{ квар.}$$

Электрические нагрузки на шинах 10 кВ ЦРП95 определим по формулам:

$$P_{\text{ЦРП95}} = \sum P_{\text{лин.10кВ}} + \Delta P_{\Sigma} ; \quad (59)$$

$$P_{\text{ЦРП95}} = 3057,85 + 34,66 = 3092,51 \text{ кВт};$$

$$Q_{\text{ЦРП95}} = \sum Q_{\text{лин.10кВ}} + \Delta Q_{\Sigma} ; \quad (60)$$

$$Q_{\text{ЦРП95}} = 1334,49 + 6,37 = 1340,86 \text{ квар.}$$

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ РП

6.1 Выбор электрической схемы ЦРП95

Схемы 10(6) кВ используются для снабжения электроэнергией местных потребителей и собственных нужд на подстанциях. Для должной надежности электроснабжения следует выбирать наиболее простую схему. В ВКР применим типовую схему 10(6)-1 – одна секционированная выключателем система шин. Данная схема применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции. Схема показана на рисунке 11.

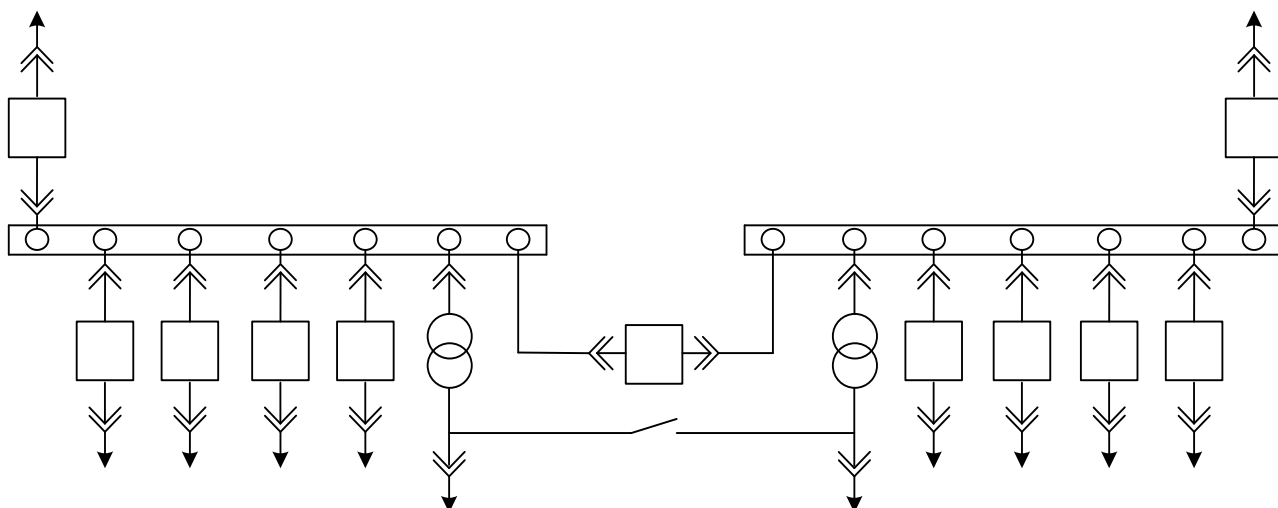


Рисунок 11 – Электрическая схема РУ

При нормальном режиме работы секционный выключатель отключен, чем обеспечивается снижение токов КЗ. РУ исполнено шкафами комплектных распределительных устройств, которые укомплектованы выключателем, трансформатором тока и напряжения, аппаратами релейной защиты и автоматики, измерительными приборами. Комплектные распределительные устройства на заводе собираются и укомплектовываются, по запросу заказчика, всем необходимым оборудованием различных производителей. Использование КРУ облегчает монтаж и удобство обслуживания.

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

Для правильного использования выбранного оборудования и эксплуатации электрической сети, помимо расчетов нормальных электрических режимов работы, необходимо произвести расчеты потенциальных аварийных режимов.

Оборудование и электрическая сеть должны выбираться такими, чтобы они смогли выдержать без ущерба и повреждений, воздействие наибольших потенциально возможных токов короткого замыкания.

По величине токов КЗ проверяется электродинамическая устойчивость выключателей, термическая устойчивость токоведущих элементов электроустановок и электрических аппаратов.

В электрических сетях больше 1 кВ токи короткого замыкания определяются в точках: на шинах РП, на шинах ВН наиболее удаленной трансформаторной подстанции, на шинах ВН расчетной ТП.

В качестве основного напряжения примем $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$.

Для расчета токов КЗ построим схему замещения для сети 10 кВ. Схема замещения представлена на рисунке 12.

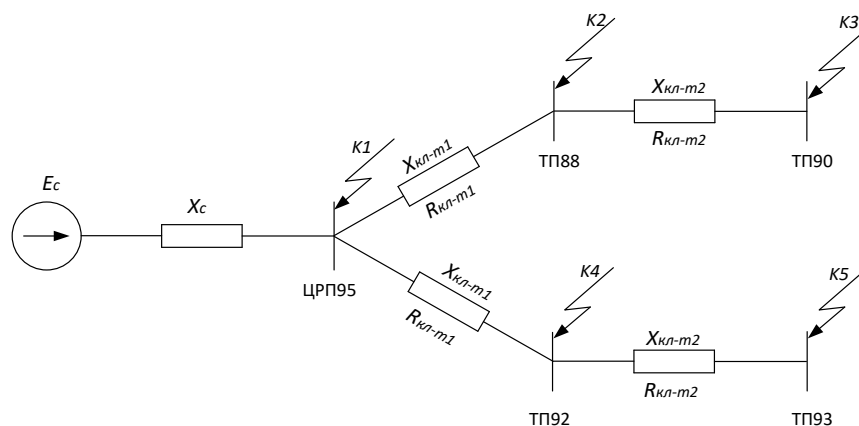


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания сети 10 кВ

Ток трехфазного КЗ определим используя формулу:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} ; \quad (61)$$

где Z – полное сопротивление до точки КЗ, Ом, которое определим по выражению:

$$Z = \sqrt{(\sum x_{\text{л}} + x_c)^2 + (\sum r_{\text{л}})^2} , \quad (62)$$

где $\sum r_{\text{л}}$ – активное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом, $r_{\text{л}}$ найдем по выражению:

$$r_{\text{л}} = \frac{r_0 \cdot l}{n} ; \quad (63)$$

где n – число параллельных линий;

l – длина участка линии, км;

$\sum x_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом, $r_{\text{л}}$ найдем по выражению:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_0 \cdot l}{n} ; \quad (64)$$

где n – число параллельных линий;

l – длина участка линии, км;

x_c – реактивное сопротивление системы;

$$x_c = \frac{U_{осн}^2}{S_{\kappa}} ; \quad (65)$$

где S_K – мощность КЗ на шинах ВН, равная 100 МВА.

Рассчитаем полное сопротивление до точки К1:

$$x_c = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом};$$

$$Z_1 = \sqrt{1,1^2} = 1,1 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем полное сопротивление до точки К2:

$$x_{\pi} = \frac{0,098 \cdot 1,18}{2} = 0,058 \text{ Ом};$$

$$r_{\pi} = \frac{0,45 \cdot 1,18}{2} = 0,265 \text{ Ом};$$

$$Z_2 = \sqrt{(0,058 + 1,1)^2 + 0,265^2} = 1,19 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем полное сопротивление до точки К3:

$$x_{\pi} = \frac{0,109 \cdot 0,83}{2} = 0,045 \text{ Ом};$$

$$r_{\pi} = \frac{0,9 \cdot 0,83}{2} = 0,373 \text{ Ом};$$

$$Z_3 = Z_2 + \sqrt{0,373^2 + 0,045^2} = 1,57 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем полное сопротивление до точки К4:

$$x_{\pi} = \frac{0,098 \cdot 0,62}{2} = 0,03 \text{ Ом};$$

$$r_{\pi} = \frac{0,45 \cdot 0,62}{2} = 0,139 \text{ Ом};$$

$$Z_4 = \sqrt{0,139^2 + (0,03 + 1,1)^2} = 0,143 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем полное сопротивление до точки К5:

$$x_{\pi} = \frac{0,109 \cdot 1,22}{2} = 0,066 \text{ Ом};$$

$$r_{\pi} = \frac{0,9 \cdot 1,22}{2} = 0,549 \text{ Ом};$$

$$Z_5 = Z_4 + \sqrt{0,549^2 + 0,066^2} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем ток трехфазного КЗ для точки К1:

$$I_K^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 5,51 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток трехфазного КЗ для точки К2:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,19} = 5,09 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток трехфазного КЗ для точки К3:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,57} = 3,86 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток трехфазного КЗ для точки К4:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,143} = 5,3 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток трехфазного КЗ для точки К5:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,7} = 8,66 \text{ кА.}$$

В сетях 10 кВ токи двухфазного КЗ без расчета схемы обратной последовательности упрощенно находится по выражению:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \tag{66}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ для точки К1:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,51 = 4,77 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ для точки К2:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,09 = 4,41 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ для точки К3:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,86 = 3,34 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ для точки К4:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,3 = 4,59 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток двухфазного КЗ для точки К5:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 8,66 = 7,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток найдем по выражению:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{n(0)}^{(3)} \quad (67)$$

где k_{y0} – коэффициент затухания, который находится по выражению:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T}} \quad (68)$$

где T – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Постоянная затухания T , в свою очередь, находится по выражению:

$$T = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot \omega} \quad (69)$$

где ω – промышленная угловая частота напряжения сети, равная 314 рад/с.

X_{Σ} – эквивалентное индуктивное сопротивление схемы замещения.

R_{Σ} – эквивалентное активное сопротивление схемы замещения.

Рассчитаем ударный ток для точки К1:

$$T = \frac{1,1}{314} = 0,003,$$

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,04,$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,04 \cdot 5,51 = 8,1 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток для точки К2:

$$T = \frac{0,058}{0,265 \cdot 314} = 0,0007 \text{ с},$$

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0007}} = 1,$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5,09 = 7,2 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток для точки К3:

$$T = \frac{0,045}{0,373 \cdot 314} = 0,00038 \text{ с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00038}} = 1,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,86 = 5,46 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток для точки К4:

$$T = \frac{0,03}{0,139 \cdot 314} = 0,00069 \text{ с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00069}} = 1,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5,3 = 7,5 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ударный ток для точки К5:

$$T = \frac{0,066}{0,549 \cdot 314} = 0,00038 \text{ с},$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,00038}} = 1,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 8,66 = 12,25 \text{ кА}.$$

Итоги расчетов сведем в таблицу 24

Таблица 24 – Результат расчета КЗ распределительной сети 10 кВ

Точка КЗ	Z_{Σ} , Ом	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{кз}}^{(2)}$, кА	$k_{y\partial}$	T , с	$i_{y\partial}$, кА
К1	1,1	5,51	4,77	1,04	0,003	8,1
К2	1,19	5,09	4,41	1	0,0007	7,2
К3	1,57	3,86	3,34	1	0,00038	5,46
К4	0,143	5,3	4,59	1	0,00069	7,5
К5	0,7	8,66	7,5	1	0,00038	12,25

7.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ в расчетную схему следует включить трансформаторы, шины, кабели представленные индуктивным и активным сопротивлением. Также, при расчете следует учесть сопротивления контактов, которые представлены в справочниках. Понижающий трансформатор в сети 0,4 кВ имеет большое сопротивление,

малую мощность, питающая сеть считается как источник бесконечной мощности.

В распределительных сетях напряжением 0,4 кВ токи короткого замыкания рассчитывают на шинах 0,4 кВ расчетной трансформаторной подстанции, а также в конце всех отходящих от ТП кабельных линиях.

Произведем расчет для ТП88. Для этого необходимо привести все имеющиеся в схеме сопротивления к базовой ступени напряжения, т.е. к 0,4 кВ:

$$r = r' \cdot \frac{U_{баз}}{U_{ср}} \cdot 10^3; \quad (70)$$

$$x = x' \cdot \frac{U_{баз}}{U_{ср}} \cdot 10^3; \quad (71)$$

где r' и x' – соответственно активное и индуктивное сопротивления элементов до приведения, Ом

$U_{ср}$ – среднее напряжение ступени с которой происходит приведение, равное в рассматриваемом случае 10,5 кВ

При расчете основным напряжением принимают напряжение $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ [5].

Сопротивление трансформаторов, приведенное к базовой ступени, определим по выражению:

$$r = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{б}^2 \cdot 10^6}{n_T \cdot S_{ном, T}^2}; \quad (71)$$

$$x = \frac{u_{k, \%} \cdot U_{б}^2 \cdot 10^6}{n_T \cdot 100 \cdot S_{ном, T}}; \quad (72)$$

$$r = \frac{5,4 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 400^2} = 2,7 \text{ Ом};$$

$$x = \frac{4,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 100 \cdot 400} = 9 \text{ Ом.}$$

Для расчета токов КЗ приведем схему замещения на рисунке 13.

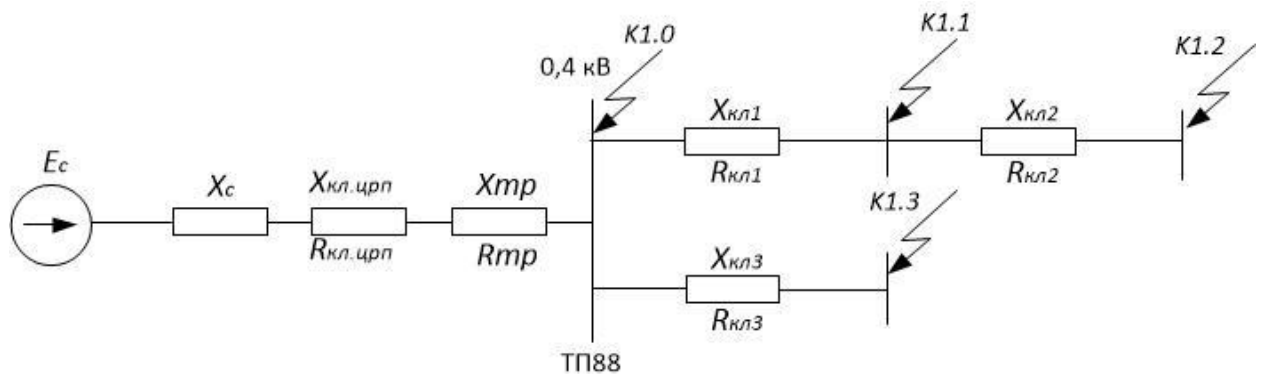


Рисунок 13 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания сети 0,4 кВ

Сопротивление шин трансформатора ориентировочно принимаем по справочнику $r_{ш} = 0,5 \text{ мОм}$, $x_{ш} = 2,25 \text{ мОм}$ [9].

Переходные сопротивления контактов на зажимах аппаратов, питаемых распределительными линиями от щитов ТП принимаем 20 мОм, на РУ ТП – 15 мОм [11].

Параметры элементов схемы занесем в таблицу 25.

Таблица 25 – Параметры элементов схемы замещения

Наименование элемента	Обозначение на схеме	Сопротивление элемента	
		Активное r , мОм	Индуктивное x , мОм
Система	С	-	-
Трансформатор ТП	Т	2,7	9
Кабели до ВН ТП	кл.црп	0,531	0,12
ТП88-Т.К2	Л1	11,9	5,283
Т.К2-Т.К3	Л2	18,1	3,28
ТП88-Т.К4	Л3	58,76	10,66

Периодическая составляющая в начальном значении, в таких условиях, находится с помощью выражения:

$$I_{п0} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \cdot 10^{-3}} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma} \cdot 10^{-3}} \quad (73)$$

Полное сопротивление на участках сети до точки КЗ найдем применив формулу:

$$z = \sqrt{(x_{mp} + x_{л})^2 + (r_{mp} + r_{л})^2} \quad (74)$$

где x_{mp} – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

r_{mp} – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Ток однофазного КЗ найдем по формуле:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{U_{BH} \cdot \sqrt{3} \cdot 10^3}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma} + R_{2\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma})^2}} \quad (75)$$

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 принимают $R_{0л} = 10 \cdot R_{1л}$, $X_{0л} = 3,5 \cdot X_{1л}$.

Найдем токи трехфазного КЗ в точке К1.0:

активное сопротивление до точки:

$$r_{\Sigma} = 0,531 + 2,7 + 0,5 + 15 = 18,73 \text{ мОм};$$

индуктивное сопротивление до точки:

$$x_{\Sigma} = 9 + 0,12 + 2,25 = 11,37 \text{ мОм}.$$

полное сопротивление до точки:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(18,37)^2 + (11,37)^2} = 21,6 \text{ мОм};$$

ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{по} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 21,6 \cdot 10^{-3}} = 10,69 \text{ кА};$$

Найдем постоянную времени затухания:

$$T_a = \frac{11,65}{18,2 \cdot 314} = 0,002;$$

Рассчитаем ударный коэффициент:

$$k_{y\varnothing} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,007 \text{ с};$$

Определим ударный ток:

$$i_{y\varnothing} = \sqrt{2} \cdot 10,69 \cdot 1,007 = 15,22 \text{ кА}.$$

Найдем сопротивление нулевой последовательности:

активное сопротивление до точки:

$$r_{\Sigma} = 0,531 \cdot 10 + 2,7 + 0,5 \cdot 10 + 15 = 28,01 \text{ мОм};$$

индуктивное сопротивление до точки:

$$x_{\Sigma} = 0,12 \cdot 3,5 + 9 + 22,5 = 31,92 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного КЗ найдем по формуле:

$$I_{по}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 18,73 + 28,01)^2 + (2 \cdot 11,37 + 31,92)^2}} = 8,12 \text{ кА}.$$

Для остальных точек найдем токи короткого замыкания точно так же.

Результаты расчетов сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Расчетные значения токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$r_{\Sigma},$ мОм	$x_{\Sigma},$ мОм	$z_{\Sigma},$ мОм	$I_{n(0)}^{(3)},$ кА	$T_a, \text{ с}$	$K_{y\varnothing}$	$i_{y\varnothing},$ кА	$r_{\Sigma,0},$ мОм	$x_{\Sigma,0},$ мОм	$I_{n(0)}^{(1)},$ кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1.0	18,73	11,37	21,6	10,69	0,002	1,007	15,22	28,01	31,92	8,12
K1.1	18,9	11,42	22,08	10,46	0,002	1,007	14,9	29,29	32,1	7,99
K1.2	18,92	11,42	22,1	10,45	0,002	1,007	14,88	29,47	32,13	7,97
K1.3	18,79	11,38	21,97	10,51	0,002	1,007	14,97	30,1	32,17	7,95
K2.0	20,61	20,17	28,83	8,01	0,003	1,036	11,74	32,11	20,68	7,26
K2.1	20,64	20,68	29,22	7,9	0,003	1,036	11,57	32,38	20,7	7,19
K2.2	20,81	20,69	29,35	7,87	0,003	1,036	11,53	34,1	20,7	7,08
K2.3	20,64	20,7	29,23	7,9	0,003	1,036	11,57	32,38	20,71	7,19
K2.4	20,69	20,7	29,27	7,89	0,003	1,036	11,56	33,34	20,72	7,13
K2.5	20,64	20,18	28,87	8	0,003	1,036	11,72	32,41	20,71	7,24
K2.6	20,73	20,19	28,94	7,98	0,003	1,036	11,96	33,36	20,72	7,17
K3.0	19,61	20,02	28,02	8,24	0,003	1,036	12,07	22,12	20,17	8,06
K3.1	19,92	20,03	28,25	8,17	0,003	1,036	11,97	22,44	20,19	8
K3.2	20,07	20,04	28,36	8,14	0,003	1,036	11,93	23,95	20,21	7,87
K3.3	19,63	20,03	28,05	8,23	0,003	1,036	12,06	22,38	20,19	8,04
K3.4	19,66	20,04	28,07	8,23	0,003	1,036	12,06	19,89	20,05	8,21
K3.5	19,61	20,03	28,03	8,24	0,003	1,036	12,07	19,85	20,05	8,22
K3.6	19,67	20,04	28,08	8,23	0,003	1,036	12,06	20,05	20,06	8,2

K4.0	20,71	20,15	28,9	7,99	0,003	1,036	11,57	33,1	20,64	7,2
K4.1	20,76	20,17	30	7,7	0,003	1,036	11,28	21,17	20,36	7,94
K4.2	20,78	20,17	30	7,7	0,003	1,036	11,28	20,99	20,19	8

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K4.3	20,81	20,17	30	7,7	0,003	1,036	11,28	21,1	20,18	8
K4.4	20,74	20,16	28,92	7,99	0,003	1,036	11,57	21,04	20,19	7,96
K4.5	20,78	20,17	28,96	7,97	0,003	1,036	11,68	21,16	20,2	7,95
K4.6	20,78	20,17	28,96	7,97	0,003	1,036	11,68	21,45	20,21	7,93
K4.7	20,86	20,19	29,03	7,96	0,003	1,036	11,66	21,6	20,24	7,9

8 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Проверка фидеров 10 кВ ЦРП95 на термическую стойкость к токам КЗ

Следующим этапом проведем проверку выбранного сечения кабеля на термическую стойкость к току короткого замыкания.

Как пример проведем проверку для кабеля ЦРП95-ТП88. Для начала найдем тепловой импульс:

$$B_K = I_{\text{ПО}}^2 \left[t_{\text{откл}} + T_a \cdot \left(1 + e^{\frac{-2t_{\text{откл}}}{T_a}} \right) \right] \quad (75)$$

где $t_{\text{откл}} = 0,1$ сек – время к.з. по срабатыванию предохранителей.

Постоянную времени затухания T_a , которая зависит от сопротивлений, найдем по выражению (69).

$$T_a = \frac{0,058}{0,265 \cdot 314} = 0,0007 \text{ с};$$

$$B_K = 5,09^2 \left[0,1 + 0,0007 \cdot \left(1 + e^{\frac{-2 \cdot 0,1}{0,0007}} \right) \right] = 2,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

По условию термической стойкости минимальное сечение определяется выражением:

$$S_{\text{ТЕРМ}} = \sqrt{\frac{B_K}{C_T}} \quad (76)$$

где $C_T = 94 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^2}$ – коэффициент взятый для алюминиевых кабелей (коэффициент зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала кабеля)

$$S_{\text{ТЕРМ}} = \sqrt{\frac{2,6 \cdot 10^3}{94}} = 5,26 \text{ мм}^2;$$

$$S_{\text{ТЕРМ}} = 70 \text{ мм}^2 > S_{\text{терм}} = 5,26 \text{ мм}^2.$$

Выбранный кабель прошел проверку на термическую стойкость к току КЗ.

Для остальных кабелей произведем расчеты, результаты поместим в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчетные значения токов КЗ в сети 0,4 кВ

Линия	$I_{n(0)}^{(3)}$, кА	$S_{\text{терм}}$	$S_{\text{фактич}}$
ЦРП95-ТП88	5,09	5,26	70
ТП88-ТП90	3,86	3,99	35
ЦРП95-ТП92	5,3	5,49	70
ТП92-ТП93	8,66	8,96	35

Все выбранные сечения кабелей проходят по условию термической стойкости к токам короткого замыкания.

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

9.1 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

На стороне 10 кВ ТП устанавливают выключатели нагрузки. Установленные на одной раме, разъединитель и предохранитель являются выключателем нагрузки.

При выборе предохранителей, для нахождения тока на стороне 10 кВ ТП принимаем номинальную мощность одного трансформатора.

Рассчитаем для ТП90:

$$I_p = \frac{2 \cdot S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (77)$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 73 \text{ А} ;$$

Номинальный ток плавкой вставки округлим до ближайшего большего стандартного значения.

$$I_p \leq I_{\text{станд.пл.вст}} \quad (78)$$

$$73 \text{ А} \leq 80 \text{ А}$$

Стандартные параметры аппаратов возьмем из источника [11]. Для всех ТП результаты расчетов сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбранные выключатели нагрузки

ТП	S _т , кВА	I _р , А	Параметры предохранителя			Параметры выключателя нагрузки		
			I _{номПР} , А	I _{пл.вст} , А	Предохранитель	I _н , А	I _{ном} , А	Выключатель
ТП88	400	46	50	50	ПКТ103– 10У3	46	400	ВНП-10/400
ТП90	630	73	80	80	ПКТ103– 10У3	73	400	ВНП-10/400
ТП92	630	73	80	80	ПКТ103– 10У3	73	400	ВНП-10/400
ТП93	630	73	80	80	ПКТ103– 10У3	73	400	ВНП-10/400

Проверку выключателей нагрузки проводят по условиям термической и динамической стойкости выключателя.

В данной работе наибольший ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ рассчитан для ТП93, поэтому проведем проверку выбранного выключателя нагрузки для ТП93:

По термической стойкости выключателя:

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (78)$$

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

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad , \quad (79)$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости, по паспортным данным $I_{терм}=12,5$ кА;
 $t_{терм}$ – время протекания короткого замыкания, по паспортным данным $t_{терм}=4$ с.

По динамической стойкости выключателя:

$$I_{уд} \leq I_{дин} \quad (80)$$

$$B_K = 8,66 \cdot (0,055 + 0,4) = 3,9 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

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

Результаты проверки для остальных ТП сведем в таблицу 29.

Таблица 29 – Результаты проверки выключателей нагрузки

ТП	$B_{Кр}, \text{кА}^2 \text{с}$	$B_{Кном}, \text{кА}^2 \text{с}$	$I_{уд}, \text{кА}$	$I_{дин}, \text{кА}$
ТП88	2,32	625	7,2	32
ТП90	1,8	625	5,46	32
ТП92	2,4	625	7,5	32
ТП93	3,9	625	12,25	32

9.2 Выбор и проверка предохранителей 0,4 кВ ТП

По расчетному току на каждой ТП выберем предохранители для защиты отходящих линий 0,4 кВ.

Условие для выбора предохранителей:

$$I_{расч} \leq I_{вст} \leq I_{номПР} \quad (81)$$

где $I_{вст}$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$ – номинальный ток предохранителя;

Для примера произведем выбор предохранителя для линии ТП88-24-23:

Расчетный ток с учетом аварийных ситуаций для линии ТП88-24-23 равен $I_{расч} = 594,4$ А.

Выберем предохранитель ПН-2-600 с плавкой вставкой предохранителя номинальным током 600 А, номинальным током 630 А.

Проведем проверку по условию (81) выбранного предохранителя:

$$594,4 \text{ А} \leq 600 \text{ А} \leq 630 \text{ А}.$$

Условие выполняется, предохранитель выбран верно.

По данному условию выберем предохранители для каждой линии, результаты выбора поместим в таблицу 30.

Таблица 30 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Фидер	$I_{расч}, \text{ А}$	$I_{пл.вст}, \text{ А}$	Предохранитель
ТП88-24-23	594,4	600	ПН-2-600
ТП88-25	267,5	300	ПН-2-400
ТП90-28-28.1	282,2	300	ПН-2-400
ТП90-27-29	471,2	500	ПН-2-600
ТП90-26-41	494,7	500	ПН-2-600
ТП92-30-35	549,2	600	ПН-2-600
ТП92-34-33	281	300	ПН-2-400
ТП92-31-32	549,4	600	ПН-2-600
ТП93-38-37-36	414,1	500	ПН-2-600
ТП93-39-40	516,6	600	ПН-2-600
ТП93-43-42	255,8	300	ПН-2-400

Для проверки предохранителей принимают три условия:

По согласованию с сечением кабеля:

$$I_{вст} \leq 3 \cdot I_{дл.доп} \quad (82)$$

По разрушающему действию трехфазного тока короткого замыкания:

$$I^{(3)}_{ПО} \leq I_{откл} \quad (83)$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$3 \cdot I_{вст} \leq I^{(1)}_{ПО} \quad (84)$$

В качестве примера произведем проверку предохранителя на ТП88, выбранного для линии ТП88-24-23. Предохранитель ПН-2-600, $I_{откл} = 40$ кА, $I_{вст} = 600$ А. Длительно допустимый ток кабеля $I_{дл.доп} = 515$ А. Параметры токов КЗ рассчитаны в предыдущих разделах, $I^{(1)}_{ПО} = 7,99$ кА, $I^{(3)}_{ПО} = 10,45$ кА.

По согласованию с сечением кабеля:

$$600 \text{ А} \leq 3 \cdot 515 \text{ А} = 1545 \text{ А}.$$

По разрушающему действию трехфазного тока короткого замыкания:

$$10,45 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

По чувствительности к токам короткого замыкания:

$$3 \cdot 0,6 \text{ кА} \leq 7,99 \text{ кА}.$$

Выбранный предохранитель отвечает всем условиям проверки.

9.3 Выбор и проверка выключателей

Проведем выбор и проверку выключателя отходящего присоединения ЦРП95-ТП88.

Сначала следует определить максимальное рабочее значение токов, идущих через проверяемый выключатель. Данное значение тока уже определено при расчете распределительной сети 10 кВ: $I_{номQ} = 89,4$ А.

Выбор выключателя проводят по напряжению установки (85), по длительному току (86), по отключающей способности (87):

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (85)$$

$$I_{р.мах} \leq I_{ном}, \quad (86)$$

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном}. \quad (87)$$

Выбираем выключатель ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2.

Проведем проверку выключателя по термической устойчивости:

$$B_K = I_{но}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (88)$$

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

$$B_K = 5,51^2 \cdot (0,045 + 0,003) = 1,46 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (89)$$

$$B_{Кном.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

Номинальное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном.откл}, \quad (90)$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 40\%$;

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе в нулевой момент времени:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{по} , \quad (91)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 5,51 = 7,79 \text{ кА}.$$

Сравнение расчетных и каталожных показателей приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Сравнение расчетных данных выключателя с каталожными.

Условия выбора выключателя	Паспортные данные	Расчетные данные
$U_{уст} \geq U_{ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 89,4 \text{ А}$
$I_{скв} \geq i_{уд}$	$I_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 7,2 \text{ А}$
$B_{к.ном} \geq B_k$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_k = 1,46 \text{ кА}^2 \text{ с}$
$I_{вкл} \geq I_{по}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,51 \text{ кА}$
$I_{откл} \geq I_{нт}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{нт} = 5,51 \text{ кА}$
$i_{a.ном} \geq i_{ат}$	$i_{a.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{ат} = 7,79 \text{ кА}$

В результате сравнения расчетных данных выключателя с каталожными приходим к выводу, что выбранная марка выключателя нам подходит.

9.4 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока выбирают по нескольким параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (92)$$

По току:

$$I_{max} \leq I_{Iном}; \quad (93)$$

По конструкции и классу точности;

По электродинамической стойкости:

$$i_{y0} = K_{эд} \sqrt{2} \cdot I_{ном} , \quad (94)$$

где $K_{эд}$ – кратность электродинамической стойкости, (величина справочная);
 $I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

По термической стойкости:

$$B_K \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m , \quad (95)$$

где K_m – кратность термической стойкости, величина справочная,
 t_m – время термической стойкости, величина справочная.

По вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}; \quad (96)$$

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

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, равна сопротивлению приборов $\Gamma_{приб}$, соединительных проводников $\Gamma_{пров}$, а также переходного сопротивления контактов $\Gamma_{конт}=0,1$;

Для определения нагрузки приборов вторичной цепи трансформатора тока на стороне 10 кВ, составим таблицу 32.

Таблица 32 – Нагрузка во вторичной цепи трансформатора тока 10 кВ

Тип прибора	Наименование	Нагрузка по фазам, В,А		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021		0,5	
Счетчик АЭ и РЭ	Альфа	0,12		0,12
Ваттметр	СР-3021	0,5		0,5
Варметр	СТ-3021	0,5		0,5
Итого		1,12	0,5	1,12

По таблице 32 понятно, что самые загруженные трансформаторы тока фаз А,С.

Выберем трансформатор тока марки ТОЛ-10УЗ. Данный трансформатор тока устанавливается в КРУ. Первичный ток равен 410А, Мощность вторичной обмотки равна $S_{2H} = 15,01\text{ВА}$ (величина справочная).

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad \text{Ом} \quad (97)$$

$$Z_{2H} = \frac{15,01}{5^2} = 0,6 \quad \text{Ом};$$

Суммарное сопротивление приборов найдем по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad \text{Ом} \quad (98)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность расходуемая приборами;

I_{2H} – номинальный ток прибора, равен 5А.

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,0448 \quad \text{Ом},$$

В качестве соединительного проводника примем провод АКРВГ сечением $F=4 \text{ мм}^2$.

Провод АКРВГ:

А - Алюминиевая токопроводящая жила; К – Контрольный; Р - Изоляция жил из резины; В - Оболочка из 64 поливинилхлоридного пластика; Г - Отсутствие защитных покровов;

Удельное сопротивление провода АКРВГ $\rho=0,0282$, длина провода $l=5\text{м}$.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (99)$$

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

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{конт}}, \quad (100)$$

$$Z_2 = 0,035 + 0,0448 + 0,1 = 0,18 \text{ Ом}.$$

Проведем проверку по термической стойкости трансформатора тока:

$$B_k = 5,51^2 \cdot (0,045 + 0,003) = 1,46 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Для сопоставления расчетных данных трансформатора тока с паспортными характеристиками, составим таблицу 33.

Таблица 33 – Сравнение расчетных и паспортных характеристик ТТ

Расчетные данные	Паспортные характеристики	Условия выбора ТТ
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{рmax}} = 89,4 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,18 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{Н}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$B_k = 1,46 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = 2600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.ном}} \geq B_k$
$I_{\text{уд}} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$

Выбранные трансформаторы тока ТОЛ-10УЗ по всем условиям проходит проверку. Принимаем к установке трансформатор тока ТОЛ-10УЗ.

9.5 Выбор трансформаторов тока нулевой последовательности

Отходящие от ЦРП95 линии напряжением 10 кВ выполнены кабелем АПвП 3х70. Наружный диаметр данного кабеля 59,9 мм.

К установки примем трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛВ-СЭЩ на класс напряжения 10 кВ.

9.6 Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ

В РУ подстанций, для питания приборов контроля и учета, автоматики, а также аппаратов релейной защиты устанавливаются трансформаторы напряжения.

Трансформаторы напряжения серии НАМИ 3-обмоточные, 5-стержневые устанавливаются в сетях 10 кВ с малыми токами замыкания на землю. Данные трансформаторы устанавливают по схеме соединения «открытый треугольник», с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформаторы напряжения выбирают по параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (101)$$

По классу точности.

По схеме соединения и конструкции.

По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (102)$$

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

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

Составим таблицу 34 с вторичными нагрузками трансформатора напряжения.

Таблица 34 – Вторичные нагрузки трансформаторов напряжения 10 кВ.

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Количество катушек	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
					Р, Вт	Q, ВА
1	2	3	4	5	6	7
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3	-

1	2	3	4	5	6	7
Ваттметр	СР-3021	4	2	1	4	-
Варметр	СТ-3021	4	2	1	4	-
Счетчик АЭ	Альфа	3,6	3*	2	10,8	26,3
Счетчик РЭ					10,8	26,3
Итого				5	32,6	52,6

*- учитываем 2 линейных присоединения и 1 вводное.

Посчитаем вторичную нагрузку трансформатора :

$P_{2\Sigma}=32,6$ Вт, $Q_{2\Sigma}=52,6$ вар, $S_{2\Sigma}=61,9$ ВА.

В таблице 27 сравним паспортные и расчетные данные трансформатора напряжения.

Таблица 27 – Выбор трансформатора напряжения

Расчетные показатели	Паспортные характеристики	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_{HT} = 10$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 61$ ВА	$S_H = 100$ ВА	$S_H \geq S_p$

Принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИ-10-95УЗ, так как он проходит по условию выбора.

9.7 Выбор предохранителей трансформаторов напряжения

К установке на ЦРП95 приняты трансформаторы напряжения НАМИ-10-95УЗ, с номинальной мощностью 100 ВА.

По формуле (77) определим ток:

$$I_p = \frac{0,1}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,006 \text{ А.}$$

Для защиты ТН выберем предохранитель ПКТ-101.

Стандартные параметры аппаратов возьмем из источника [11].

По рассчитанному току выберем подходящий номинальный ток плавкой вставки предохранителя, округлив до ближайшего стандартного значения:

$$I_p = 0,006 \text{ А} \leq I_{\text{станд.пл.вст}} = 2 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель ПКТ-101 с плавкой вставкой 2 А.

9.8 Выбор ТСН

Мощность трансформатора собственных нужд определяется суммой мощностей всех потребителей:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (103)$$

Активная нагрузка отдельного потребителя определим по выражению:

$$P = P_{уст} \cdot n \cdot \frac{k_c}{\eta}, \quad (104)$$

Реактивная нагрузка:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (105)$$

Выполним расчет для выбора и установки двух ТСН на ЦРП95.

Так как на ЦРП95 будет отсутствовать постоянный оперативный персонал, в нормальном режиме допускается загрузка ТСН не больше чем на 50% от номинальной мощности:

$$S_{\Sigma} \leq 0,5 \cdot S_{ном}, \quad (106)$$

Для удобства сведем всех потребителей СН в таблицу 28.

Таблица 28 – Потребители СН на ЦРП95

Наименование потребителя	Р _{уст} , кВт	n	η	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка					
						Летом			Зимой		
						k _c	Р _л , кВт	Q _з , кВт	k _c	Р _л , кВт	Q _з , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Радиаторы отопления	2	2	0,9	0,98	0,2				0,85	3,78	0,76

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Рабочее освещение	0,04	10	1	0,95	0,33	0,3	0,12	0,04	0,3	0,12	0,04
Вентиляция	0,6	1	0,85	0,85	0,62	0,8	0,56	0,35	0,6	0,42	0,26
Кондиционирование	4	1	1	0,85	0,62	0,55	2,2	1,36	0	0	0
Освещение шкафов	0,01	20	1	0,95	0,33	0,12	0,02	0,01	0,12	0,02	0,01
Охранная и пожарная сигнализации	0,25	1	0,95	0,85	0,62	1	0,26	0,16	1	0,26	0,16
Суммарная мощность потребителей СН летом				0,85	0,5		3,42	2,08			
Суммарная мощность потребителей СН зимой				0,96	0,29					4,86	1,39

В таблице 29 указана ремонтная нагрузка ТСН.

Таблица 29 – Ремонтные нагрузки на ЦРП95

Наименование потребителя	Руст, кВт	n	η	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Расчетная нагрузка		
						k_c	P, кВт	Q, кВт
Сварочная сеть	13	1	0,9	0,8	0,75	1	14,44	10,83

В нормальном режиме суммарная мощность потребителей представленной в таблице 28, равномерно распределяется между двумя ТСН. В ремонтном режиме работает один ТСН, а к основным потребителям прибавляется ремонтная нагрузка, представленная в таблице 29.

Для определения мощности ТСН по формуле (103) произведем расчет для лета и зимы в нормальном и ремонтном режиме работы. По итогам расчета выбираем ТСН-63. Результаты расчета внесем в таблицу 30.

Таблица 30 – Определение мощности ТСН

Условие выбора	S_n , кВА	S_p , кВА	S_Σ , кВА	$S_{\text{ном ТСН}}$, кВА	k_n	k_p
Летом	4	18,05	22,05	63	0,03	0,35
Зимой	5,05	18,05	23,10	63	0,04	0,37

Проверим выбранный ТСН-63 по условию (104):

$$S_{\Sigma} = 23,1 \text{ кВА} \leq 0,5 \cdot S_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 63 \text{ кВА} = 31,5 \text{ кВА},$$

Условие выполняется. Если выбрать ТСН меньшей мощности (например 40 кВА), то мы получим большую загрузку ТСН, что экономически выгоднее, однако, при этом условие (104) не будет выполняться.

9.9 Выбор предохранителей ТСН

К установке на ЦРП95 приняты ТСН-63, с номинальной мощностью 63 кВА. По формуле (77) определим ток:

$$I_p = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,63 \text{ А}.$$

Для защиты ТСН выберем предохранитель ПК-10. Стандартные параметры аппаратов возьмем из источника [11].

По рассчитанному току выберем подходящий номинальный ток плавкой вставки предохранителя, округлив до ближайшего стандартного значения:

$$I_p = 3,63 \text{ А} \leq I_{\text{станд.пл.вст}} = 5 \text{ А}$$

Примем к установке предохранитель ПК-10 с плавкой вставкой 5 А.

9.10 Выбор и проверка автоматических выключателей

Выбор автоматических выключателей осуществляется по расчетному току, выполняя условие:

$$I_p \leq I_{\text{ном.расч}}, \quad (107)$$

где I_p - максимальный рабочий ток.

По данному условию выберем автоматические выключатели на каждую ТП. Результаты выбора сведем в таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения

ТП	$S_{ТП}$, кВА	I_p , А	$I_{\text{ном.расч}}$, А	Автоматический выключатель
1	2	3	4	5
ТП88	640,6	37	40	ВА51-35

1	2	3	4	5
ТП90	909,6	52,5	63	ВА51-35
ТП91	943,1	54,5	63	ВА51-35
ТП93	782,8	45,2	50	ВА51-35

Основное условие проверки автоматических выключателей является чувствительность к току короткого замыкания и разрушающему действию тока КЗ:

$$1,25 \cdot I_{\text{уст эм расц}} \leq I_{\text{по}}^{(1)} \quad (108)$$

где $I_{\text{уст эм расц}}$ - ток уставки электромагнитного расцепителя.

$$I_{\text{уст.эм.расц}} = \frac{I_{\text{расц}}}{k_{\text{т.расц}}}, \quad (109)$$

где $k_{\text{т.расц}}$ - кратность тока расцепителя, подбирается в диапазоне от 1 до 10 с таким условием, чтобы уставка срабатывания была чувствительна к однофазному КЗ.

Оценим по условиям проверки выбранный на ТП88 автоматический выключатель ВА51-35: $I_{\text{отк}} = 40$ кА, $I_{\text{расц}} = 500$ А, $k_{\text{т.расц}} = 1$.

Ток короткого замыкания:

$$I_{\text{но}}^{(3)} = 10,69 \text{ кА}, \quad I_{\text{но}}^{(1)} = 8,12 \text{ кА}.$$

По разрушающему действию токов трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (110)$$

$$10,69 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}.$$

По чувствительности к току короткого замыкания:

$$1,25 \cdot I_{\text{уст эм расц}} = 1,25 \cdot \frac{I_{\text{расц}}}{k_{\text{т.расц}}} \leq I_{\text{но}}^{(1)}, \quad (111)$$

$$1,25 \cdot \frac{0,5}{1} = 0,625 \text{ кА} \leq 8,12 \text{ кА}.$$

Для остальных ТП автоматические выключатели проверяются аналогично.

9.11 Выбор и проверка шин

Шины выбираются по расчетному току, номинальному напряжению, условиям окружающей среды и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

Минимальная площадь сечения шины по термической стойкости определяется выражением [23]:

$$F_{\text{т.ш.}} = I_{\text{уст}} \cdot \frac{\sqrt{t_{\text{нр}}}}{C}, \quad (112)$$

где $I_{\text{уст}}$ – установившийся ток короткого замыкания, кА;

$t_{\text{нр}}$ – приведенное время короткого замыкания, в течение которого установившийся ток $I_{\text{уст}}$ выделяет то же количество теплоты, что и изменяющейся во времени ток КЗ за действительное время, с;

C – термический коэффициент, соответствующий разности значений теплоты, выделенной в проводнике после и до КЗ (для алюминиевых шин $C=88$, для медных $C=171$, для стальных $C=60$).

Динамическая устойчивость характеризуется допустимым механическим напряжением на изгиб, для данного металла шин, МПа:

$$\sigma_p = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (113)$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

l – расстояние между опорными изоляторами, см;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, см;

W – момент сопротивления, см³.

Момент сопротивления при расположении шин плашмя определяется по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (114)$$

где b – толщина полосы, см;

h – ширина (высота) шины, см.

Выберем и проверим шины на ЦРП95. Установим шины на изоляторах плашмя, расстояние между осями смежных фаз $a=250$ мм, расстояние между изоляторами $l=900$ мм. По расчетному току выберем алюминиевые шины размером 30x4 мм с $I_{дон}=365$ А.

Найдем площадь термически устойчивого сечения, принимая $t_{np}=0,2$:

$$F_{T.Y.} = 5510 \cdot \frac{\sqrt{0,2}}{88} = 28 \text{ мм}^2.$$

Определим момент сопротивления:

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

Найдем расчетное напряжение в металле шин:

$$\sigma_p = \frac{1,76 \cdot 10^{-3} \cdot 8,1 \cdot 90^2}{25 \cdot 0,6} \approx 7,7 \text{ МПа}.$$

Допустимое напряжение в алюминиевых шинах $\sigma_{доп}=65$ МПа [23].

$$F_{T.Y.}=28 \text{ мм}^2 < S = 120 \text{ мм}^2;$$

$$\sigma_{доп}=7,7 \text{ МПа} < \sigma_{доп}=65 \text{ МПа}.$$

Выбранные алюминиевые шины размером 30x4 мм термически и динамически устойчивы.

9.12 Выбор и проверка изоляторов

Изоляторы выбираются по номинальному напряжению и току, типу и роду установки и проверяют на разрушающее воздействие от ударного тока КЗ.

Условия для выбора изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

При установке шины плашмя допустимое усилие на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_p, \quad (115)$$

где F_p – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила равна:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}, \quad (116)$$

где l – расстояние между опорными изоляторами, см;

a – расстояние между фазами.

Выберем для установки изолятор ИО-10-3,75 УЗ, с минимальной механической разрушающей силой на изгиб $F_p = 3,75$ кН.

Найдем расчетную силу действующую на изолятор:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{5510^2}{0,25} \cdot 0,9 \cdot 10^{-7} = 18,9 \text{ Н.}$$

Допустимое усилие на головку изолятора:

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

$$F_{расч} = 18,9 \text{ Н} \leq F_{доп} = 2250 \text{ Н.}$$

Выбранный изолятор проходит проверку.

10 ЕМКОСТНЫЕ ТОКИ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ. ВЫБОР ДГР.

10.1 Емкостные токи замыкания на землю. Выбор ДГР.

Для определения величины емкостного тока в сети, при оценочном расчете, допустимо применять приближенную формулу, имеющую погрешность в пределах 10%:

$$I_c = \frac{1.35 \cdot U_n \cdot L_k}{10}, \quad (117)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

L_k – суммарная длина кабельных линий, км.

$$I_c = \frac{1.35 \cdot 10 \cdot 3.85}{10} = 5.2 \text{ А.}$$

10.2 Выбор ДГР.

Согласно ПУЭ [6], в случаях, если емкостной ток замыкания на землю в сетях 10 кВ менее 20А, то установка дугогасящего реактора не целесообразна.

В нашем случае, при расчете величины емкостного тока в сети мы получили значение менее 20 А, следовательно в установки дугогасящего реактора нет необходимости.

11 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Следуя принципу встречного регулирования напряжения на источнике питания требуется поддерживать напряжение в сети не менее 1,05 от номинального. Следовательно в сети 10 кВ на источнике питания это значение будет 10,5 кВ. Таким образом, напряжение на самых электрически удаленных ТП в нормальном и послеаварийном режимах будет определено как:

$$U_{ТПнорм} = 10,5 - \frac{\Delta U \cdot 10,5}{10}, \quad (118)$$

$$U_{ЦРП95-ТП90норм} = 10,5 - \frac{0,152 \cdot 10,5}{10} = 10,34 \text{ кВ};$$

$$U_{ЦРП95-ТП90посл.авар} = 10,5 - \frac{0,304 \cdot 10,5}{10} = 10,18 \text{ кВ};$$

$$U_{ЦРП95-ТП93норм} = 10,5 - \frac{0,129 \cdot 10,5}{10} = 10,36 \text{ кВ};$$

$$U_{ЦРП95-ТП93посл.авар} = 10,5 - \frac{0,258 \cdot 10,5}{10} = 10,23 \text{ кВ}.$$

По расчетам понятно, что на самых удаленных ТП отклонение напряжения не превышает 10% от номинального. В этом случае регулирование напряжения не проводится.

12.1 Релейная защита линий 10 кВ

В главе 3.2 ПУЭ изложено, что для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [6].

Необходимо учитывать, что на одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени [6]. Защита от однофазных замыканий на землю первоочередно должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; разрешается использование устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [6].

12.2 Расчет уставок токовой отсечки

Селективная работа токовой отсечки обеспечивается применением большего тока ее срабатывания по сравнению с максимальным током короткого замыкания, который идет через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при КЗ возрастает с приближением к точке КЗ [12].

Отстройка от максимального тока КЗ в конце основной зоны:

$$I_{отс} = k_n \cdot I_{по}^{(3)}, \quad (119)$$

где k_n – коэффициент надежности, (для МП РЗА - 1,05-1,6; для электромеханических реле – 1,2-1,6)

Отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов

$$I_{отс} \geq k_n \cdot \Sigma I_{н.т}, \quad (120)$$

где k_H – коэффициент надежности (обычно принимаем равным 5 при $t = 0$ с)
 $\Sigma I_{H.T.}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых защищаемой линией, А;

Рассчитаем параметры токовой отсечки для защиты линии ЦРП95-ТП88:

Отстройка от максимального тока КЗ в конце основной зоны

$$I_{отс} = 1,05 \cdot 5,09 = 5,3 \text{ кА.}$$

Отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов:

$$I_{отс} = 5,3 \text{ кА} \geq 5 \cdot \frac{400 + 630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,83 \text{ кА}$$

Для токовых защит (ступеней защит) без выдержки времени ЛЭП наименьший коэффициент чувствительности при трехфазных КЗ в месте установки защит в нормальной схеме энергосистемы должен приниматься равным 1,2 по току [13].

$$k_{ч.отк} = \frac{I_{по.к1}^{(3)}}{I_{отс}}, \quad (121)$$

где $I_{по.к1}^{(3)}$ – трехфазный ток КЗ в месте установки защиты.

$$k_{ч.отк} = \frac{5,51}{5,3} = 1,04.$$

Если коэффициент чувствительности менее 1,2, то проверяется сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой.

Таблица 29 – Результаты расчета ТО для линий 10 кВ

Линия	$I_{по}^{(3)}$, А	$I_{отс}$, А	$I_{бр.нам}$	$I_{по.к1}^{(3)}$, А	$k_{ч.то}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
ЦРП95-ТП88	5,09	5,3	2,83	5,51	1,04	35
ЦРП95-ТП92	5,3	5,6	2,77	5,51	0,98	30

12.3 Расчет уставок МТЗ

Расчеты проводятся для микропроцессорной защиты «Сириус-2-Л» на примере отходящей линии 10 кВ ЦРП95-ТП88.

Расчет уставки МТЗ с учетом пусковых режимов:

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_n \cdot k_{с.зн.}}{k_\theta} \cdot I_{раб.макс.}, \quad (122)$$

где k_n – коэффициент надежности, учитывает погрешность реле, для «Сириус-2-Л» $k_n=1,1$;

$k_{с.зн.}$ – коэффициент само запуска, принимается 1,1 (если нет двигателей 10 кВ)

$I_{раб.макс.}$ – максимальный рабочий ток в линии, А.

k_θ – коэффициент возврата токового реле, (для цифровых защит $k_\theta=0,95$).

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,1}{0,95} \cdot 89,4 = 113,87 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (123)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, $k_{сх} = \sqrt{3}$;

k_T – коэффициент трансформации трансформатора тока.

На отходящих кабельных линиях 10 кВ установлены ТТ марки ТОЛ-10УЗ с $I_{ном} = 400 \text{ А}$.

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 113,87 = 2,47 \text{ А}.$$

Принимаем МЗ «Сириус-2-Л» с токовой уставкой 20 А.

Коэффициент чувствительности основной зоны:

$$k_{ч.мтз} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{k_T} \geq 1,5, \quad (124)$$

где $I_{к.мин}$ – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.мтз} = \frac{4410}{113,87} = 38,7 > 1,5,$$

Расчет удовлетворяет условию.

Время срабатки «Сириус-2-Л» определяют по условию согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов.

Выдержку времени определим по следующему условию:

$$t_{с.з} = t_1 + \Delta t, \quad (125)$$

где t_1 – время срабатывания предыдущей защиты, с;

Δt – ступень селективности. Δt для ПС «Восточная» примем $\approx 0,5$ с.

Для силовых трансформаторов ТП защитным устройством принят предохранитель. Предохранители выбирались исходя из их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ. Время их срабатки составляет $t_1 = 0,8 \dots 1,0$ с. В связи с этим, время срабатки для микропроцессорной защиты «Сириус-2-Л» примем:

$$t_{с.з} = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с.}$$

Самой большей по току плавкой вставкой во всей анализируемой петле принята плавкая вставка $I_{ном} = 50$ А. По времятоковой характеристике предохранителя ПК для этой плавкой вставки определим значение тока, при котором плавкая вставка расплавится за время $t_{с.з.} = 1,3$ с.

Чтобы согласовать МТЗ и предохранители, требуется выполнить условие:

$$I_{с.з} \geq I_{нл}, \quad (126)$$

где $I_{пл}$ – величина тока, необходимая чтобы плавкая вставка расплавилась за время $t_{с.з.}$, А.

Времени $t_{с.з.}=1,4$ с соответствует ток $I_{пл}=50$ А.

$$113,87 \text{ A} \geq 50 \text{ A}$$

МТЗ и предохранители согласуются, так как условие выполняется. Время срабатывания удовлетворяет требованиям селективности.

Для линии ЦРП95-ТП92 расчет МТЗ проводится аналогично. Результаты расчета сведены в таблицу 30.

Таблица 30 – Результаты расчета ТО для линий 10 кВ

Линия	$I_{р.макс}, \text{A}$	$I_{с.з.}, \text{A}$	$I_{с.р.}, \text{A}$	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл.}, \text{A}$
ЦРП95-ТП88	89,4	113,87	2,47	38,7	50
ЦРП95-ТП92	102,1	130,04	2,21	45	80

12.4 Расчет уставок защиты от замыкания на землю

Защита от замыкания на землю применяется для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, для защиты генератора электродвигателя. Также ОЗЗ применяется для защиты трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках.

ОЗЗ способствует увеличить действующие возможности и повысить чувствительность средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Механизм работы заключается в замере тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли. Данный ток утечки усредняют. Далее, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания находят сопротивление изоляции, сверяют его с предельно допустимым значением тока и, по достижении им предельно допустимого значения, создают сигнал для отключения защищаемого участка

сети. Также, дополнительно определяют фазу с самым большим абсолютным значением напряжения относительно земли и в ней замеряют ток утечки.

На настоящем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, данные токи утечки сверяют между собой и по их соотношениям находят точку повреждения изоляции.

Помимо этого, измеряют фазные напряжения и по их отношению к току утечки находят общее сопротивление защищаемой сети относительно земли. Это допускает обнаруживать дефекты в изоляции на раннем периоде появления.

Найдем ток сработки защиты для линии ЦРП-ТП88:

$$I_{c.з}^{OO3} = k_{отс} \cdot I_c \quad (127)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

I_c – емкостной ток замыкания на землю, А.

По следующему выражению определяется емкостной ток замыкания на землю:

$$I_c = K \cdot \left(\frac{U \cdot l_{rk.\Sigma}}{10} \right), \quad (128)$$

где K – коэффициент, выражающий емкости трансформаторов, машин и ошиновок по отношению к земле, $K=1,25-1,35$;

$l_{кл.\Sigma}$ – сумма длин кабельных линий.

$$I_c = 1,25 \cdot \left(\frac{10 \cdot 1,18}{10} \right) = 1,48 \text{ А.}$$

$$I_{c.з}^{OO3} = 1,1 \cdot 1,48 \text{ А} = 1,63 \text{ А.}$$

Для линии ЦРП95-ТП92 расчет ОЗЗ произведем аналогично.

Результаты расчета поместим в таблицу 31.

Таблица 31 – Результаты расчета ОЗЗ для линий 10 кВ

Линия	$L_{кл.\Sigma}$, км	I_c , А	$I^{OЗЗ}$, А
ЦРП95-ТП88	1,18	1,48	1,63
ЦРП95-ТП92	0,62	0,78	0,85

По расчетам видно, что ОЗЗ применимо для установке на всех отходящих линиях.

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ДВУХ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ СЕТИ

Для экономического обоснования выбранной схемы сети проведем его сравнение с альтернативным вариантом.

При экономическом сопоставлении сравниваются лишь приемлемые по техническим требованиям варианты, при которых потребитель получает необходимую электроэнергию соответствующего качества, при необходимом уровне надежности и стоимости.

В результате сопоставления вариантов сети выберем наиболее экономически целесообразный вариант.

13.1 Расчет капитальных вложений

Осуществлять расчет капитальных вложений будем по укрупненным показателям.

Сначала посчитаем капитальные вложения в линии, применяя коэффициент трассы. Расчет будем проводить с учетом коэффициента инфляции на 2025 год, равный $K_{инфл.}=8$. Далее посчитаем капитальные вложения в подстанции, определим постоянную часть затрат и стоимость силовых трансформаторов.

Капвложения в возведение электрической сети складываются из вложений на строительство подстанций, $K_{ПС}$ и вложений на сооружение ЛЭП, $K_{ЛЭП}$ [14]:

$$K = K_{ПС} + K_{ЛЭП} \quad (129)$$

Рассчитаем капвложения для первой схемы сети:

$$K = 7,062 \cdot 10^3 + 2,296 \cdot 10^3 = 9,358 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб.}$$

При этом в капитальные вложения при строительстве подстанций учитываются денежные суммы на покупку силовых трансформаторов и конденсаторных батарей, возведение ОРУ, при этом, постоянная часть затрат

выражена в тратах на приобретение земли, сооружения коммуникаций и благоустройство территории [14]:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (130)$$

$$K_{ПС} = 6,584 \cdot 10^3 + 3,31 \cdot 10^3 + 6,687 \cdot 10^3 = 16,464 \cdot 10^3 \text{ тыс. руб.}$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформатора, зависит от мощности и класса ном. напряжения;

$K_{ТП}$ – капвложения в ТП;

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капвложения на возведение кабельных линий определим по следующему выражению [14]:

$$K_{КЛ} = K_{ст} \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l \quad (131)$$

где $K_{ст}$ – укрупненный показатель стоимости КЛ для нормальных условий строительства;

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции;

$K_{зон}$ – зональный коэффициент;

Рассчитаем капвложения в возведение КЛ для первой схемы:

$$K_{КЛ} = 0,682 \cdot 10^3 \cdot 8 \cdot 3,4 = 18550,4 \text{ тыс.руб.}$$

Для альтернативной схемы капиталовложения посчитаны аналогично.

Результаты расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчета капиталовложений

Для схемы электроснабжения № 1			Для схемы электроснабжения № 2		
$K_{ПС}$, млн. руб	$K_{КЛ}$, млн. руб	K , млн. руб.	$K_{ПС}$, млн. руб	$K_{КЛ}$, млн. руб	K , млн. руб.
16,46	18,55	35,01	18,5	15,7	34,2

13.2 Эксплуатационные издержки

Расчет эксплуатационных издержек определим используя формулу [14]:

$$I = I_{ам} + I_{РЭО} + I_{ΔW} \quad (132)$$

где $I_{ам}$ – издержки на амортизационные отчисления, тыс.руб.;

$I_{РЭО}$ – издержки на ремонт и на эксплуатационное оборудование, тыс.руб.;

$I_{ΔW}$ – затраты на передачу электроэнергии, тыс.руб.

Определим издержки на эксплуатацию и ремонт по выражению [14]:

$$I_{РЭО} = \alpha_{тэоКЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС} \quad (133)$$

где $\alpha_{тэоКЛ}$, $\alpha_{тэоПС}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание КЛ и ПС ($\alpha_{тэоКЛ}=0,008$, $\alpha_{тэоПС}=0,059$).

$$I_{РЭО} = 0,008 \cdot 18,55 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 16,46 \cdot 10^3 = 1,119 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию за период службы [14]:

$$T_{сл} = 20 \text{ лет.}$$

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (134)$$

Определим издержки на амортизацию:

$$I_{ам} = \frac{35,01 \cdot 10^6}{20} = 1,75 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии:

$$I_{ΔW} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (135)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – стоимость потерь 1 МВт·ч электроэнергии, равен 1,55 руб/ МВт·ч.
 $I_{\Delta W} = 1,945 \cdot 10^3 \cdot 1,55 = 3,015 \cdot 10^3$ руб.

Определим издержки для схемы №1:

$$I = 1,175 \cdot 10^3 + 3,015 \cdot 10^3 + 1,119 \cdot 10^3 = 5309 \text{ тыс.руб}$$

13.3 Определение годовых эксплуатационных затрат. Выбор оптимального варианта сети

Тот вариант сети электроснабжения считают оптимальным, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. В том случае, когда среднегодовые эксплуатационные затраты двух вариантов сети не отличаются более чем 5 %, то выбирается более надежный вариант сети.

Наиболее оптимальный вариант выбирается по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе применим методику расчета приведенных затрат, поскольку скорость вложений одна и нет ликвидной стоимости, ввиду того что подстанции вновь подключаемые [14].

Затраты найдем используя выражение:

$$Z = E \cdot K + I, \quad (136)$$

где E – норматив дисконтирования. Его значение зависит от ставки рефинансирования, установленной ЦБ РФ ($E=0,1$);

K – капиталовложения, требуемые для возведения электрической сети, тыс.руб.;

I – издержки, тыс.руб.

В связи с тем, что в рассматриваемых нами альтернативных схемах электроснабжения микрорайона ТП и ЦРП расположены одинаково, а отличие заключается только в размещении и длине кабельных линий, то при сравнении учитываем только различие в линиях при учете издержек на потери.

Для первой схемы электроснабжения:

$$Z_{сх1} = 0,1 \cdot 35010 + 5309 = 8810 \text{ тыс.руб/кВт·ч};$$

$$Z_{cx2}=0,1 \cdot 34200 + 5942 = 9362 \text{ тыс.руб/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Сравним варианты:

$$\delta = \frac{Z_{cx2} - Z_{cx1}}{Z_{cx2}} \cdot 100\% \quad (137)$$

$$\delta = \frac{9362 - 8810}{9362} \cdot 100\% = 5,9\%$$

В результате сравнения получили разницу между вариантами более 5%, поэтому принимаем первую схему электроснабжения, как более оптимальную.

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

14.1 Безопасность

В этом подпункте раздела «Безопасность и экологичность» проведем обзор охраны труда и техники безопасности при работе с разным электротехническим оборудованием на объектах развивающейся электроэнергетической системы города Циолковский.

В данной ВКР предусмотрено строительство нового центрального распределительного пункта, как одного из элементов развития электрических сетей города Циолковский. Рассмотрим ниже аспекты безопасного обслуживания и проведения требуемых работ на объектах электроэнергетической системы строящегося микрорайона города Циолковский.

Капремонт распределительных устройств (РУ) выше 1 кВ необходимо производить, пользуясь технологическими картами и проектом производства работ (ППР). Это требование выполняется для улучшения безопасности и эффективности производства ремонтных работ. ППР должен быть произведен также для выполнения работ на проводах (тросах) и относящихся к ним изоляторах и арматуре, размещенных выше проводов, тросов, пребывающих под напряжением.

Работы, проводящиеся на токоведущих частях электротехнического оборудования без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В также производятся по ППР или технологическим картам.

Технологическими картами называются документы, устанавливающие порядок и алгоритмы выполнения конкретных операций при ремонте РУ. Они включают в себе информацию о порядке действий, применяемом оборудовании и инструментах, а также о требованиях безопасности.

Проектом производства работ (ППР) является комплексный документ, в котором описаны все стадии ремонта РУ, включая планирование, организацию

работ, технические решения, требования безопасности и последовательность осуществления работ.

ППР и технологические карты представляют возможным обеспечить безопасность работ, учитывая присутствие напряжения выше 1000 В в работающих электротехнических установках. Позволяют систематизировать и организовать работы, что увеличивает их эффективность. Уменьшает риск возникновения аварий. ППР и технологические карты позволяют удостовериться в соответствии с положенными действующими нормативными требованиями по технике безопасности.

В общем, применение ППР и технологических карт обязательное требование при капремонте РУ и оборудования выше 1 кВ, для безопасного и качественного производства работ.

При ремонте и обслуживании РУ требуется уверенно знать необходимые меры безопасности при выполнении работ, строго следовать инструкциям по обслуживанию оборудования.

Для безопасного выполнения работ должны быть реализованы следующие организационные мероприятия [15]:

- выдача наряда или распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск;
- надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место;
- оформление перерывов в работе, окончания работы.

При организации рабочего места для выполнении работ, требующих снять напряжение с оборудования, непременно требуется выполнить в указанной последовательности следующие технические мероприятия [15]:

- провести требуемые отключения и принять меры, противодействующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;

- вывесить запрещающие плакаты и таблички на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверить отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установить заземление;
- оградить при необходимости рабочие места или находящиеся под напряжением токоведущие части и вывесить на ограждениях плакаты, таблички и знаки безопасности.

Все работы требуется выполнять по наряду-допуску или распоряжению, исключая расширения рабочих мест и объема задания. В спорных случаях необходимо получить пояснения мастера, выдавшего задание на выполняемую работу. При получении задания на незнакомую работу требуется получить дополнительный целевой инструктаж о безопасных методах ее выполнения. Запрещается исполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Начинать работы можно только лишь после допуска к этим работам и инструктажа на рабочем месте. При изменении состава бригады производитель работ также обязан проинструктировать работников, вновь введенных в состав бригады.

Производитель работ обязан вести надзор за соблюдением требований безопасности и чтобы контролировать необходимый уровень безопасности, находиться на том участке, где выполняется самая опасная работа.

При выполнении работ производителю работы требуется тщательно следить за наличием, исправностью и правильным применением используемых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, информационных табличек, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств, замков.

Если требуется уйти с рабочего места производителю работ, бригаду следует удалить с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады уходят с рабочего места строго с разрешения производителя работ.

Начинать работы после временного отсутствия и после любого перерыва в работе члены бригады могут только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1 кВ подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено, обязательно с записью в наряде.

Работая в диэлектрических перчатках края их запрещено подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. Работая на улице в холодное время, под резиновые перчатки нужно надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, устанавливаемые на токоведущие части, следует осмотреть на предмет повреждения контактных соединений, повреждения или расплавления проводников, при обрыве жил. При выявлении дефектов переносные заземления изымаются из применения.

В установках выше 1 кВ устанавливают и снимают переносные заземления, а так же закрепляют зажимы переносных заземлений обязательно в диэлектрических перчатках, при этом применяя штангу.

Выполняя работы под напряжением до 1кВ, требуется использовать инструмент с изолирующими рукоятями.

Если работы проводятся на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки), то следует использовать предохранительный пояс в качестве страховки.

Исполнителю, перед выполнением работ необходимо пройти инструктаж и уверенно знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы страховочного пояса.

При выполнении работ, в случаях, если нет возможности закрепить стропы страховочного пояса за конструкцию, опору и т.п., то при этом нужно использовать страховочный канат, заранее закрепленный за конструкцию, делать опоры и тому подобное. Осуществлять эту работу обязательно должны

два работника, второй работник должен, по мере надобности, медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Надлежит использовать предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или подобный материал строп. Предохранительный пояс, который подвергся динамическому рывку, следует удалить из дальнейшего использования.

При производстве сварочных работ надлежит использовать предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Нужно уметь использовать, при надобности, противогаз и респиратор. Респиратор служит для индивидуального пользования, и передавать его другому человеку следует только после проведенной дезинфекции.

Выполняя работы нужно работать только исправными инструментами, приспособлениями и применять их следует по прямому назначению.

Если обнаружилось, что инструмент неисправен или поврежден необходимо убрать его из использования, и оповестить об этом начальника подстанции.

Допускается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

Для того, чтобы не допустить травмирования работника при работе клиньями или зубилом с помощью кувалд необходимо применять клинодержатели с рукояткой длиной не менее 0,7 м [16].

При работе с инструментом ударного действия необходимо пользоваться защитными очками для защиты глаз от твердых частиц [16].

Подавать что-либо на конструкцию или оборудование нужно с применением бесконечного каната, веревки или шнура, крепко зафиксировав передаваемые предметы, стоящий внизу работник (электрослесарь) должен удерживать канат для недопущения его раскачивания или приближения к токоведущим частям.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, что бы он не скатывался и не падал [16].

При осуществлении переноски либо перевозки инструмента острые части его должны всегда быть защищены или закрыты. Непосредственно перед использованием инструменты требуется осмотреть на предмет дефектов и поломок, и не использовать неисправный инструмент.

Работая абразивным и эльборовым инструментом следует использовать только поверхности инструмента, предусмотренные для обработки.

Не допускаются проведение работ на объектах электроэнергетической инфраструктуры микрорайона города Циолковский при отсутствии ответственных за безопасное производство работ, недостаточном или неполном оснащении работников средствами индивидуальной защиты, ограниченном и плохо освещённом рабочем месте.

13.2 Экологичность

В данном подпункте рассмотрим некоторые аспекты по требованию к экологичности при проектировании и строительстве новых объектов развивающейся электроэнергетической инфраструктуры микрорайона города Циолковский.

В связи со строительством нового микрорайона города Циолковский проектируется развитие электроэнергетической системы города. В связи с чем требуется установка и введение в работу новых трансформаторных подстанций.

Так как новые трансформаторные подстанции в строящемся микрорайоне города Циолковский располагаются внутри жилой застройки, то к ним предъявляются особые требования по экологичности, в частности, уровень шума от работы силовых трансформаторов должен соответствовать нормам.

Расчет шума, исходящего от работы трансформатора требуется проводить в следующих случаях [17]:

- 1) при реконструкции ранее введенных в работу ПС;
- 2) при проектировании новой подстанции (ПС).

В настоящей работе, при проектировании развития электроэнергетической системы города Циолковский в связи со строительством нового микрорайона, предусматривается введение в работу новых ТП. Для них и будет проведен расчет шума.

В процессе проектирования новой подстанции требуется выбрать ее расположение относительно прилегающей к ПС территории жилой застройки.

В случае если шум на ТП превышает нормы СанПиНа, то требуется применить некоторые меры для уменьшения шума.

В эти меры могут входить такие мероприятия, как высадка зеленых насаждений, как деревьев так и другой растительности, а также возможно рассмотреть вариант выбора другого трансформатора с меньшим уровнем шума.

Деревья и другую растительность, в зависимости от количества трансформаторов и уровня шума, могут высаживать в несколько полос различной ширины и плотности насаждения.

При строительстве новых ТП, специалисты замеряют уровень шума в действующей точке на границе прилегающей территории к данной трансформаторной подстанции.

Полученные результаты замеров анализируются и делаются соответствующие выводы по соответствию или не соответствию требованиям действующих норм. При превышении требуемых норм, следует принять меры для уменьшения шума.

В настоящей работе рассмотрим вариант размещения трансформаторной подстанции вблизи жилых зданий нового микрорайона города Циолковский.

Рассмотрим алгоритм расчета уровня шума для проектирования новой трансформаторной подстанции строящегося микрорайона города Циолковский.

1. Для начала требуется определить допустимый уровень шума в жилой застройки микрорайона, там где расположена ТП. Шум на территории жилой застройки регулируется законодательством и должен быть в пределах допустимых уровней. Для жилой застройки микрорайона города Циолковский

максимально допустимый уровень шума в дневное время (с 7:00 до 23:00) - 55 дБ, а в ночное время (с 23:00 до 7:00) - 45 дБ. При расчете следует применить более сложный режим времени, в нашем случае это время суток с 23.00 до 07.00 часов. Допустимый уровень шума для территории, непосредственно прилегающей к домам составляет : $ДУЛА = 45$ дБА [18].

2. Требуется принять шумовые характеристики (из расчета известной модели трансформатора, применяемого в настоящей работе), согласно ГОСТ 12.2.024-87. «Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». Из этого стандарта следует принять скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора [19].

Для трансформатора с естественной циркуляцией воздуха и масла принимается уровень звуковой мощности ($S_{ном} = 630$ кВА, $U_{ном} = 10$ кВ) равный $L_{WA} = 70$ дБа.

3. Следующим этапом установим минимальное расстояние от ПС до границ жилой застройки. В случае, если источник шума имеет показатель направленности равный 1, что принимается для масляных трансформаторов, и скорректированный уровень его звуковой мощности равен L_{WA} , то в любой точке полусферы радиусом R , от условного центра трансформатора, уровень шума созданный этим трансформатором будет равным L_A . На рисунке 14 показано шумовое излучение трансформатора.

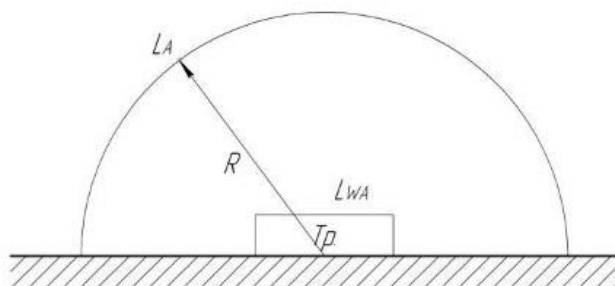


Рисунок 14- Излучение шумов трансформатором

Уровень шума определим по выражению [19]:

$$L_{WA} = L_A - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (138)$$

где S – площадь поверхности полусферы, m^2 ;

$S_0 = 1 m^2$.

Судя по последнему выражению при оценке шума, создаваемого трансформатором в работе, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30 m$) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0}, \quad (139)$$

где $S = \pi R^2$.

В настоящей ВКР, в проектируемом микрорайоне города Циолковский электроприемники преимущественно второй категории надежности электроснабжения, следовательно, на трансформаторной подстанции устанавливаются по 2 масляных трансформатора. ТП размещена в соответствии со схемой показанной на рисунке 15.

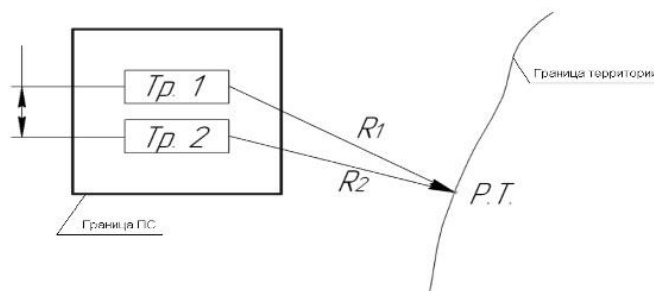


Рисунок 15- Расположение ТП по отношению к жилой застройке

Для определения минимального расстояния от источников шума, расположенных на ПС, до границы жилой застройки по формуле требуется применить некоторые допущения:

1) в связи с тем, что расстояние l между трансформаторами, установленными на подстанции небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$, то эти источники шума условно можно заменить одним. Тогда скорректированный уровень звуковой мощности найдем по формуле:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{W\Delta i}}, \quad (140)$$

где N – количество источников шума;

$L_{W\Delta i}$ – скорректированный уровень звуковой мощности n -го источника шума, дБА;

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 70} = 73,01.$$

2) у границы жилой застройки уровень шума должен равняться допустимому уровню шума $L_{A(R)} = DУLA$. Тогда $R = R_{\min}$.

В учетом принятых допущений выражение (118) примет вид:

$$DУ_{LA} = L_{W\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R}{S_0}, \quad (141)$$

Чтобы получить минимальное расстояние от источника шума на ТП до границы прилегающей с ней территорией требуется решить уравнение, относительно $R_{\min}$:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{W\Sigma} - DV_{L_A})}}{2 \cdot \pi}}, \quad (142)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(73,01-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 12 \text{ м.}$$

Для обеспечения санитарных норм в общем, требуется соблюсти условия санитарных норм по шуму. Они выполняются при $R \geq R_{\min}$. При данных условиях исполнится принцип защиты расстоянием, а $R_{\min} = L_{CЗЗ}$ требуемая санитарно-защитная зона.

Теперь, рассчитаем уровень шума для проектируемой в данной работе трансформаторной подстанции - ТП88.

На ТП88 размещаются два трансформатора ТМГ-400/10, уровень шума для них по паспорту $L_{WA} = 63$ дБА.

Расстояние 1 между трансформаторами, установленными на ТП88 небольшое, при этом $R_1 \gg 1$, $R_2 \gg 1$, то эти источники шума условно будем считать за один. Тогда скорректированный уровень звуковой мощности определим по выражению:

$$L_{W\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 63} = 66,01.$$

На границе жилой застройки уровень шума $L_{A(R)} = DV_{LA}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Учитывая допущения, определим по формуле (120):

$$DV_{L_A} = 66,01 - 10 \lg \frac{2 \cdot \pi \cdot 30}{1} = 43;$$

Используя выражение (121) найдем минимальное расстояние от источника шума, в нашем случае это ТП88, до границы прилегающей территории жилой застройки микрорайона города Циолковский:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(66,01-30)}}{2 \cdot 3,14}} = 5,6 \text{ м.}$$

В результате расчетов получили минимальное расстояние от ТП88 до границ прилегающей территории жилой застройки строящегося микрорайона

города Циолковский, для обеспечения санитарных норм по шуму. Данное условие выполняется в нашем случае для ТП88, при $R \geq 5,6$ м.

13.3 Пожарная безопасность

Требования пожарной безопасности, определяют порядок поведения людей, порядок организации производства и (или) содержания территорий, зданий, сооружений, помещений организаций и других объектов защиты в целях обеспечения пожарной безопасности [20].

В Российской Федерации основным документом, определяющим правила противопожарного режима, является Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 г. N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации" [20]. Данный документ действует до 31 декабря 2026 года включительно.

Рассмотрим требования по пожарной безопасности на объектах проектируемого электроснабжения строящегося микрорайона города Циолковский.

На проектируемых ТП и ЦРП переносные и передвижные огнетушители, внутренние пожарные краны, емкости с песком, войлок, асбест и кошма являются первичными средствами огнетушения. Первичными средствами пожаротушения называют устройства, инструменты и материалы, специально подготовленные и предназначенные для локализации и/или тушения пожара в начальной его стадии. Они должны быть легко доступными и всегда готовыми, в случае необходимости, для применения. Для размещения первичных средств пожаротушения на ЦРП, ТП и других объектах электроснабжения проектируемого микрорайона города Циолковский, устанавливаются специальные противопожарные щиты. Одним из основных условий противопожарной безопасности является установка специальных противопожарных щитов на хорошо доступных и заметных для персонала местах. В небольших помещениях допускаться размещение отдельно стоящих огнетушителей.

Категорически не приемлемо размещение средств пожаротушения без дополнительной защиты на открытых участках вне помещений, где они не защищены от прямых солнечных лучей и атмосферных осадков.

Условия хранения песка на подстанции требуют обязательной проверки его качества и на отсутствие в нем камней и других примесей. Песок храниться в специально оборудованном для этого металлическом ящике, объем которого должен быть не менее 0,5 метров.

Рядом с ним обязательно должна находиться совковая лопата. В ящик не должна попадать влага.

Проверка качественного состояния инвентаря проводится не реже, чем раз в полугодие.

Рассмотрим огнетушители, применяемые на электроэнергетических объектах проектируемой, в настоящей работе, системы электроснабжения микрорайона города Циолковский.

Ручной химический пенный огнетушитель ОП-10 применяют для тушения горящих твердых предметов и горящих жидкостей. Данный огнетушитель категорически запрещен к тушению электрооборудования и горящих кабелей, которые находятся под напряжением.

Углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5 позволяют ликвидировать начинающиеся мало температурные пожары и возгорания. Огнетушащее вещество в данных огнетушителях, это углекислый газ, который снижает концентрацию кислорода в зоне горения, что в конечном итоге приведет к прекращению пожара. Их можно применить для тушения электроустановок напряжением до 1 кВ.

Для тушения электрооборудования данными углекислотными огнетушителями требуется соблюдать некоторые меры безопасности, а именно: расстояние от работающего огнетушителя до токопроводных элементов должно быть более метра; применять данный огнетушитель следует в защитной обуви и перчатках.

Для избегания обморожений участков кожи, при работающем огнетушителе не следует держаться за его шланг.

Для обеспечения пожарной безопасности запрещается использовать помещения с первичными средствами пожаротушения под склад электрооборудования и других вещей. Вокруг и на территории ТП должна быть всегда скошена трава. Также должен быть постоянно обеспечен проезд для пожарных машин.

15.1 Заземление ТП92.

ТП92 выполнено в виде КТП киоскового типа.

Заземление – это комплекс мероприятий, по намеренному соединению какой либо части электрооборудования или точки сети, с землей.

Заземление делится на рабочее, т.е. необходимое в целях обеспечения нормальной работы электроустановок и электрооборудования (например, заземление нейтрали трансформатора), и защитное, т.е. служащее для предупреждения нанесения человеку поражения электрическими токами. Защитное заземление понижает напряжение прикосновения путем стекания имеющегося потенциала в землю. Заземление, в виде защитной меры, применяется в электроустановках как до 1кВ, так и выше.

Практически очень сложно учитывать все аспекты и точно рассчитать требуемое сопротивление заземлителя, зачастую фактическое сопротивление заземлителя после установки отличаются от расчетных значений. В связи с этим, чтобы исключить подобные неточности, проектируя заземление электроустановок следует пользоваться ПУЭ, в котором представлены точные указания о значениях сопротивления и проведении необходимых мероприятий.

В настоящей ВКР осуществим выбор размеров и формы заземлителя для новой комплектной трансформаторной подстанции, устанавливаемой в строящемся микрорайоне города Циолковский, и рассчитаем его сопротивление.

В ПУЭ указано, что «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [6]».

Сопротивление заземлителя – весьма важное значение, от которого напрямую зависит работоспособность заземляющего устройства. Чем меньше

сопротивление заземлителя, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки. Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя всегда зависит от его размеров, типа грунта и глубины заложения. Обычно, для электроустановок напряжением до 1 кВ оно должно быть не более 4 Ом, а для более высоких напряжений - не более 0,5 Ом.

В связи с тем, что заземляющее устройство КТП используется как для защиты сетей выше 1 кВ с изолированной нейтралью, так и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, полагаясь на ПУЭ, составляет не более 4 Ом (при том условии, что удельное сопротивление земли не более 100 Ом·м) [22].

Разместим контур заземления на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей примем угловую сталь с размером полок 50х50 мм и длиной 3 м.

В роли горизонтального заземлителя возьмем полосовую сталь, размерами 4х40 мм. Сопротивление одиночного вертикального заземлителя определим по выражению:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (143)$$

где ρ - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

L – длина заземлителя, м;

t – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

d – диаметр принимаемого заземлителя, м.

В том случае, когда вместо круглой применяется угловая сталь, ее диаметр определяется как:

$$d = 0,95 \cdot b, \quad (144)$$

где b – ширина полки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,0475 \text{ м.}$$

Расстояние от середины стержня до земной поверхности определяет выражение:

$$t = \frac{L}{2} \cdot t_{\text{гор}}, \quad (145)$$

$$t = \frac{3}{2} \cdot 0,7 = 2,2 \text{ м.}$$

$$R_{\text{септ}} = 0,036 \cdot \frac{100}{3} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 3}{0,0475} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 8,6 \text{ Ом.}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя находится выражением:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L_{\text{гор}}} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_{\text{гор}}^2}{b \cdot t} \right), \quad (146)$$

где b – ширина стальной полосы, м;

$t_{\text{гор}}$ – глубина заложения, м;

$L_{\text{гор}}$ – длина горизонтального заземлителя, м. $L_{\text{гор}}$ равна периметру заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)), \quad (147)$$

где a и b – это длина и ширина рассматриваемой КТП. По заводским характеристикам для принятой в работе КТП: $a=4,92$ м, $b=4,97$ м.

Тогда рассчитаем периметр заземляющего устройства:

$$P = 2 \cdot ((4,92 + 2) + (4,97 + 2)) = 27,78 \text{ м,}$$

Теперь найдем сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = 0,036 \cdot \frac{100}{27,78} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 27,78^2}{0,04 \cdot 0,7} \right) = 4,24 \text{ Ом.}$$

Примерное количество вертикальных электродов находится по формуле:

$$n = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \cdot k_{\text{э}}}, \quad (148)$$

где R_3 –требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_{\text{э}}$ – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 4.$$

Находим сопротивление горизонтальной полосы по выражению:

$$R_{\text{гор.полосы}} = \frac{R_{\text{гор}}}{k_{\text{гор}}}; \quad (149)$$

$$R_{\text{гор.полосы}} = \frac{4,24}{0,45} = 9,4 \text{ Ом.}$$

Далее сопротивление вертикальных заземлителей уточняется, принимая во внимание сопротивление горизонтального заземлителя, по выражению:

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(R_{\text{гор}} \cdot R_3)}{(R_{\text{гор}} - R_3)}; \quad (150)$$

$$R'_{\text{верт}} = \frac{(9,4 \cdot 4)}{(9,4 - 4)} = 6,9 \text{ Ом.}$$

Теперь можем определить требуемое количество вертикальных стержней с поправкой на сопротивление горизонтальных заземлителей:

$$n' = \frac{8,6}{6,9 \cdot 0,65} = 4.$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей найдем по формуле:

$$R_{\text{верт.}\partial} = \frac{R_{\text{верт.}}}{n' \cdot k_6}; \quad (151)$$

$$R_{\text{верт.}\partial} = \frac{8,6}{4 \cdot 0,65} = 3,3 \text{ Ом.}$$

Сопротивление всего заземляющего контура будет рассчитано по выражению:

$$R_{\text{з.к}} = \frac{(R_{\text{верт.}\partial} \cdot R_{\text{гор.пол}})}{(R_{\text{верт.}\partial} + R_{\text{пол}})}; \quad (152)$$

$$R_{\text{з.к}} = \frac{(3,3 \cdot 9,4)}{(3,3 + 9,4)} = 2,44 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{з.к.}} \leq R_{\text{з}} = 2,44 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом.}$$

Полученное сопротивление заземляющего контура меньше предельно допустимого сопротивления 4 Ом.

Сопротивление заземлителей для оставшихся КТП определяется подобным способом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненная выпускная квалификационная работа на тему: «развитие электроснабжения города Циолковский в связи со строительством нового микрорайона», дала мне возможность еще больше углубить знания по пройденным, за время обучения в университете темам. Позволила решить задачи, поставленные передо мной, как перед молодым специалистом в сфере электроэнергетики, помогла более детально изучить многие аспекты используемых на практике типовых схем электроснабжения.

В данной работе было спроектировано развитие городской сети электроснабжения, при этом проведено технико-экономическое сравнение разных вариантов сети.

В ходе выполнения ВКР, принимая важные решения, такие как выбор электротехнического оборудования, его мощности и прочих технических характеристик, определения оптимальное расположения ТП на плане застройки, а также расчет релейной защиты и выбор автоматики, помогли освоить эти аспекты профессии на более высоком уровне понимания.

При всем при этом, проделав большую работу, приложив огромные усилия и изучив большой массив технической литературы, моя выпускная квалификационная работа не может быть образцом проектирования. Сравнивая ее с проектами людей, работающих в этой области давно и имеющих огромный опыт в проектировании, можно сделать вывод, что одних только теоретических знаний не достаточно для выполнения успешных проектов электроснабжения, требуются еще и практические навыки, коих, к сожалению, у меня не так много. Не смотря на сказанное, выполнение этой работы даже с ограниченными практическими навыками, в учебных целях, дало возможность хорошо «подтянуть» и упорядочить полученные за время обучения в университете знания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.
2. СП 52.13330.2011 «СНИП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение».
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.
4. Сивков А.А., Герасимов Д.Ю., Сайгаш А.С. Основы электроснабжения: учебное пособие / А.А. Сивков, Д.Ю. Герасимов, А.С. Сайгаш; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 180 с.
5. Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
6. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
7. Каталог//Кабели силовые: [https://k-ps.ru/spravochnik/pozharobezopasnyie-kabeli/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena/pvpng\(a\)-hf/](https://k-ps.ru/spravochnik/pozharobezopasnyie-kabeli/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena/pvpng(a)-hf/) (дата обращения 04.05.2025)
8. 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
9. Справочник для специалиста по электроснабжению: <https://sites.google.com/view/spravochnik-electro>

Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с

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

12. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.

13. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 10.07.2020 № 546 "Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 80, от 13 февраля 2019 г. № 100, от 13 февраля 2019 г. № 101" (Зарегистрирован 23.10.2020 № 60537)

14. Иманов Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.

15. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н (ред. от 29.04.2022) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

16. Приказ Минтруда России от 27.11.2020 N 835н (ред. от 27.11.2020) "Об утверждении Правил по охране труда при работе с инструментом и приспособлениями" (Зарегистрировано в Минюсте России 11.12.2020 N 61411)

17. А.Б. Булгаков. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим заданиям.- Благовещенск Издательство АмГУ 2014

18. СанПиН 2.1.2.2645-10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям проживания в жилых зданиях и помещениях»

19. ГОСТ 12.2.024-87. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
20. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 г. N 1479 "Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации"
21. Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.
22. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
23. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю.Д. Сибикин. - Москва : Инфра-М, 2019. - 405 с. - ISBN 978-5-16-013093-4. - URL: <https://ibooks.ru/bookshelf/360574/reading> (дата обращения: 12.06.2025). - Текст: электронный.