

Аннотация

В квалификационной работе «Электроснабжение нового микрорайона В-10» в городе Жигулёвск Самарской области предстоит создать надёжную схему электроснабжения жилого микрорайона.

Необходимость создания новой электросети вызвано тем, что в данном городе идёт активное развитие строительства жилых районов, благодаря целевой программе стимулирования развития жилищного строительства на территории городского округа Жигулёвск – "Жилище" на 2011 - 2015 годы.

Работа включает в себя следующие этапы построения электросети:

1. подключения к существующей сети электроснабжения города;
2. установка ТП
3. создание надёжной схемы питания жилых домов по стороне высокого и низкого напряжения.

Работа состоит из пояснительной записки объёмом 67 листов, содержит в себе 25 таблиц, 12 рисунков и графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Анализ градостроительных особенностей микрорайона..... | 7 |
| 1.1 Геологическая и климатическая характеристика местности..... | 7 |
| 1.2 Существующая схема электроснабжения города..... | 7 |
| 2 Расчёт электрических нагрузок микрорайона..... | 9 |
| 2.1 Расчёт потребляемой мощности в жилых домах..... | 9 |
| 2.2 Расчет сети наружного освещения микрорайона..... | 11 |
| 2.3 Расчёт потребляемой мощности для освещения микрорайона..... | 13 |
| 2.5 Расчёт мощности освещения дворов..... | 14 |
| 3 Расчёт мощности силовых трансформаторов..... | 15 |
| 4 Выбор места расположения КТП 6/0,38 кВ..... | 19 |
| 5 Выбор схемы распределительной сети..... | 22 |
| 6 Общие требования по прокладке линий электропередач..... | 25 |
| 7 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 6 и 0,4 кВ..... | 27 |
| 8 Выбор сечения проводов ВЛ 0,4 кВ..... | 29 |
| 9 Выбор сечения провода КВЛ 6 кВ..... | 35 |
| 10 Выбор кабеля для питания наружного освещения..... | 39 |
| 11 Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 и 0,38 кВ КТП..... | 41 |
| 11.1 Расчёт тока КЗ в сети 6 кВ..... | 42 |
| 12 Выбор электрических аппаратов КТП 6/0,4 кВ..... | 51 |
| 12.1 Общие требования при выборе КА..... | 51 |
| 12.2 Выбор электрооборудования вводной ячейки 6 кВ КТП..... | 53 |
| 12.3 Выбор плавких предохранителей 6 кВ..... | 56 |
| 12.4 Выбор автоматических выключателей на стороне 0,4 кВ..... | 57 |
| 12.5 Защита линий 0,4 кВ..... | 58 |
| 13 Расчёт защитного заземления КТП..... | 61 |
| Заключение..... | 65 |
| Список использованных источников..... | 66 |

Введение

Статус города, Жигулёвск получил в 1952-ом году. Первоначально планировалось, что Жигулёвск будет посёлком нефтяников.

До пятидесятых годов территория города застраивалась небольшими одноэтажными домами, рассчитанными на две-четыре квартиры. Когда стало ясно, что Жигулёвск будет городом, приступили к возведению трёхэтажных, а позднее и пятиэтажных домов.

Генеральный план застройки города Жигулёвск был разработан Ленинградским институтом по проектированию городов – «Ленгипрогор».

Разработчики считали, что Жигулёвск должен остановиться в своём развитии и быть городом с населением до 50 тысяч человек. Это не совпадало с планами промышленного развития, в 1965 году было запланировано строительство здесь двух заводов. Проект был утверждён в 1962 году исполкомом Куйбышевского областного Совета народных депутатов и предусматривал рост населения города до 100 тысяч человек. С 1960 годов и по нынешний день город Жигулёвск активно развивается как в социально – экономически так и демографически.

В 2008 году произошло изменение в генеральном плане города, разработанные институтом «ТеррНИИГражданпроект» (Самара), на расчётный срок 30 лет. Генплан меняет направление развития города, если раньше ориентация шла на туризм, то теперь на промышленное развитие. Что даст городу дополнительное экономическое развитие и новые рабочие места.

Для повышения эффективности реализации приоритетного национального проекта – "Доступное и комфортное жильё гражданам России", для реализации мероприятий социально-экономического развития городского округа Жигулевск, в соответствии с Бюджетным кодексом Российской Федерации, Федеральным законом от 06 октября 2003 года № 131-ФЗ "Об общих принципах организации местного самоуправления в

Российской Федерации", была создана целевая программа стимулирования развития жилищного строительства на территории городского округа Жигулевск – "Жилище" на 2011 - 2015 годы на территории субъектов Российской Федерации. Программа содержит комплекс сбалансированных мер по поддержке спроса и предложений на жилищном рынке, в целях предотвращения роста цен на жилье.

Так как по географическому расположению город Жигулевск имеет ограниченные территории для своего развития, главной целью программы является – интенсивное использование городских территорий. Из-за отсутствия свободных площадок для жилищно-гражданского строительства принято решение, выделить территорию под строительства за счет сноса ветхих строений, из каркасно-щитовых домов барачного типа.

Новый генплан предусматривает на месте старых каркасно-щитовых домов, доставшихся городу в наследство от строителей ГЭС, и подлежащих сносу по подпрограмме ФЦА «Жилище» «Ветхое жилье», расположенные между улицами Транспортная и Парижской Коммуны, возвести новый микрорайон «В-10». На смену ветхого жилья придут малоэтажные дома трехэтажного типа.

Проект строительства разработан ООО «Татищев». Застройка будет вестись на территории 27725 квадратных метров. Общая площадь жилья, которое планируется возвести, составит 18 306 квадратных метров. Это 6-8 домов в среднем по 2 тысячи квадратных метров или 42 квартиры эконом класса.

Согласно проекту, возводимые в микрорайоне дома будут иметь, три этажа и выдержаны в общей цветовой гамме – желто-белого тона. В микрорайоне будет выполнено благоустройство придомовых территорий, установлены малые архитектурные формы, оборудованы детские площадки, парковки. Застройщиком территории выступит ООО «Монолит».

Данное строительство планируется осуществить до 2015 года.

Целью данной работы является: создание надёжной системы электроснабжения нового жилого микрорайона В-10.

Для выполнения данной задачи необходимо:

1. проанализировать градостроительные особенности микрорайона и варианты подключения к существующей сети электроснабжения;
2. проанализировать характер будущих потребителей электроэнергии в новом микрорайоне;
3. произвести расчёты электрической нагрузки микрорайона;
4. выбрать схему силовой и осветительной сети;
5. выбрать место расположения трансформаторной подстанции и её тип;
6. рассчитать токи короткого замыкания;
7. определить и выбрать основные параметры необходимого электрооборудования и устройств, кабельных и воздушных линий электропередач.

1 Анализ градостроительных особенностей микрорайона

1.1 Геологическая и климатическая характеристика местности

Город Жигулёвск – находится в Самарской области Российской Федерации, расположен на правом берегу среднего течения реки Волги, в северной части Национального парка «Самарская Лука» в долине Жигулёвских гор.

С населением – 55000 человек на 2016 год.

Климат города умеренно континентальный, с быстрым переходом от холодной зимы к жаркому лету; среднее годовое количество осадков – 440 мм; средняя годовая температура (+3,6)°С; среднемесячная температура января (-13)°С; среднемесячная температура июля (+20,3)°С. Является III районом по ветровому давлению и IV по гололеду.

1.2 Существующая схема электроснабжения города

Вокруг города создана кольцевая сеть с напряжением 110 и 35 кВ с двухсторонним питанием и понижающими подстанциями: ПС 110/35/6 «Ремзавод», ПС 35/6 «Моркваши» и ПС 110/6 «ЖЭТЗ».

Электроснабжение территории, вдоль улицы «Морквашинская», до строительства нового микрорайона В-10 осуществлялась от ПС 110/35/6 «Ремзавод» и ПС 35/6 «Моркваши», через кольцо – ТП М 35-53, ТП М 35-51, ТП М 35-48, ТП М 35-124, ТП М 36-102, ТП Рз 63-118.

Территория строящегося микрорайона питалась по стороне 0,4 кВ от ТПМ 35-48 и ТПМ 35-124.

По нормальной схеме электроснабжение осуществлялась от ПС 35/6 «Моркваши», в ТПРз 63-118 разомкнута цепь с ПС 110/35/6 «Ремзавод». В ремонтном режиме существует возможность электроснабжение от ПС 110/35/6 «Ремзавод». Параллельная работа ПС 110/35/6 «Ремзавод» и ПС 35/6 «Моркваши» по стороне 35 кВ запрещена, а по стороне 0,4 кВ кратковременно, для перевода нагрузки разрешена.

Таблица 1.1 – Условия присоединения к энергосистеме

| | | |
|--|---------------------------|----------------------------------|
| Источник питания | ПС 110/35/6 «Ремзавод» | ПС 35/6 «Моркваши» |
| Напряжение источника питания | 6 кВ | 6 кВ |
| Тип питающей линии | Кабельная линия 6 кВ | Кабельно-воздушная линия 6 кВ |
| Расстояние до источника питания | 1,3 км | 1,4 км |
| Ток К.З.на шинах источника питания | 10 кА | 1,5 кА |
| Предельно допустимое потребление реактивной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы | $\text{tg}=0,38$ | $\text{tg}=0,28$ |
| Удельное сопротивление грунта | 50 Ом | |
| Категории надежности электропитания | II | |

Основными потребителями электроэнергии, микрорайона Моркваши являются жилые дома.

2 Расчёт электрических нагрузок микрорайона

2.1 Расчёт потребляемой мощности в жилых домах

В данной разделе необходимо рассчитать нагрузку потребляемую новым микрорайоном, включающий в себя 14 трёхэтажных домов, являющиеся II категорией энергопотребления, с освещением улиц и прилегающей дворовой территорией.

Для расчёта потребляемой мощности жилого микрорайона в качестве расчётной нагрузки принимаем 30-минутный максимум нагрузки. Расчётной нагрузкой является коммунально-бытовой потребитель, в качестве которого является жилая квартира с электрическими плитами для приготовления пищи.

Мощность жилых домов микрорайона рассчитываем для потребителей II категории.

Таблица 2.1 – Данные для расчета потребляемой мощности жилых домов

| наименование | Этажность | Кол-тво квартир | S м ² | P _{кв.уд} |
|-------------------|-----------|-----------------|------------------|--------------------|
| Морквашинская 23 | 1-3 | 30 | 1610 | 1,97 |
| Морквашинская 25 | 1-3 | 30 | 1610 | 1,97 |
| Морквашинская 27 | 1-3 | 30 | 1610 | 1,97 |
| Морквашинская 27А | 1-3 | 21 | 1260 | 2,2 |
| Морквашинская 29 | 1-3 | 15 | 909 | 2,5 |
| Морквашинская 31 | 1-3 | 21 | 1260 | 2,2 |
| Чехова 4 | 1-3 | 12 | 827 | 2,8 |
| Чехова 6 | 1-3 | 15 | 733 | 2,5 |
| Транспортная 3 | 1-3 | 12 | 820 | 2,8 |
| Транспортная 5 | 1-3 | 15 | 909 | 2,5 |
| Пролетарская 18 | 1-3 | 48 | 3062 | 1,65 |
| Пролетарская 20 | 1-3 | 24 | 1368 | 2,1 |
| Пролетарская 22 | 1-3 | 30 | 1314 | 1,97 |
| Пролетарская 24 | 1-3 | 48 | 3062 | 1,65 |

Расчетную электрическую нагрузку квартир $P_{\text{кв}}$, приведенная к вводу жилого здания, рассчитываем по формуле 2.1:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв,уд}} \times n \quad (2.1)$$

где $P_{\text{кв,уд}}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир, которая зависит от количества квартир в жилом доме, подведённая к вводу трансформаторной подстанции;

n – число квартир.

В составе удельной расчетной нагрузке одной квартиры, учитываем нагрузку освещения общедомовых помещений.

Так, как отсутствует типовое решения, удельную расчетную нагрузку электроприемников определяем путем интерполяции, пользуясь для расчётов таблицей 2.2:

Таблица 2.2 – Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир жилых зданий с электроплитами, кВт/квартира

| Потребители электроэнергии с электрическими плитами | Количество квартир в доме | | | | | | | | |
|--|---------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|------|
| | 6 | 9 | 12 | 15 | 18 | 24 | 40 | 60 | 100 |
| | 4,5 | 3,3 | 2,8 | 2,5 | 2,3 | 2,1 | 1,75 | 1,5 | 1,35 |

$$P_{\text{уд } 30} = P_{\text{уд } 24} - \frac{P_{\text{уд } 24} - P_{\text{уд } 40}}{40 - 24} \times 30 - 24 = 2,1 - \frac{2,1 - 1,75}{40 - 24} \times 6 = 1,97$$

$$P_{\text{уд } 15} = 2,5$$

$$P_{\text{уд } 21} = P_{\text{уд } 18} - \frac{P_{\text{уд } 18} - P_{\text{уд } 24}}{24 - 18} \times 21 - 18 = 2,3 - \frac{2,3 - 2,1}{24 - 18} \times 3 = 2,2$$

$$P_{y\partial 16} = P_{y\partial 15} - \frac{P_{y\partial 15} - P_{y\partial 18}}{18 - 15} \times 16 - 15 = 2,5 - \frac{2,5 - 2,3}{18 - 15} \times 1 = 2,5$$

$$P_{y\partial 48} = P_{y\partial 40} - \frac{P_{y\partial 40} - P_{y\partial 60}}{60 - 40} \times 48 - 40 = 1,75 - \frac{1,75 - 1,5}{60 - 40} \times 8 = 1,65$$

Расчетный коэффициент активной и реактивной мощности жилых квартир с электрическими плитами принимаем равный $\cos\phi = 0,98$,
а $\operatorname{tg}\phi = 0,2$.

Реактивную мощность рассчитываем по формуле:

$$Q = P \times \operatorname{tg}\phi, \quad (2.2)$$

Полную мощность рассчитываем по формуле

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (2.3)$$

Таблица 2.3 – Расчётные данные жилых домов

| № дома | $P_{\text{расчётная}}$ кВ | $Q_{\text{расчётная}}$ кВар | $S_{\text{расчётная}}$ кВА |
|----------------|------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| 3, 4 | 33,6 | 6,72 | 34,28 |
| 5, 6, 29 | 37,5 | 7,5 | 38,3 |
| 20 | 50,4 | 10,08 | 51,4 |
| 18, 24 | 79,2 | 15,84 | 80,8 |
| 22, 23, 25, 27 | 59,1 | 11,82 | 60,3 |
| 27А, 31 | 46,2 | 9,24 | 47,1 |

2.2 Расчет сети наружного освещения микрорайона

Основной задачей наружного освещения улиц и внутрирайонных проездов является обеспечение безопасности движения в темное время суток.

Уличное освещение должно обеспечивать нормированную величину освещенности или величину средней яркости дорожного покрытия.

Освещенность должна быть по возможности равномерной.

В сетях наружного освещения применяем напряжение 0,4 кВ переменного тока, с заземлённой нейтралью.

Линию электропередачи для питания светильников освещения территории микрорайона, в районах застройки зданиями высотой до трёх этажей, согласно ПУЭ выполняем воздушным методом.

Линию сети наружного освещения подключаем к пункту питания с расчётом равномерного распределения нагрузки на каждую фазу трансформаторов, для этого подключение светильники или отдельные линии присоединяю к разным фазам, с соответствующим чередованием фаз.

Для наружного освещения применяем газоразрядные высокоэкономичные лампы высокого давления: - натриевые лампы высокого давления (НЛВД).

Опоры для установки светильников, размещаем по односторонней схеме, так как ширина проезжей части, с пешеходной зоной занимает в ширину менее 12 м, с высотой опоры в пределах 6-10 м.

Среднюю горизонтальную освещенность на уровне покрытия непроезжих частей определяем согласно строительным нормам:

по значению η_L определяем необходимый поток Φ' :

$$\Phi'_{п.ч} = \frac{L \times k \times \pi}{\eta_L} = \frac{0,3 \times 1,6 \times 3,14}{0,056} = 26,9 \text{ Лм/м}^2,$$

$$\Phi'_{дв} = \frac{L \times k \times \pi}{\eta_L} = \frac{0,2 \times 1,6 \times 3,14}{0,056} = 17,9 \text{ Лм/м}^2,$$

где L – нормированная яркость, кд/м^2 , для улиц и дорог местного значения категории «В» составляет $0,3 \text{ кд/м}^2$ при средней горизонтальной освещенности покрытия 4 Лк;

$k = 1,6$ – коэффициент запаса, для улиц и дорог местного значения;

η_L – коэффициент использования по яркости.

Световой поток лампы ДНаТ 70 Вт равен $\Phi=6800$ Лм, т.е. может осветить площадь $6800/26,9=251$ м², что при ширине проезжей части 7 метров соответствует расстоянию между светильниками 35 м.

Световой поток лампы ДНаТ 50 Вт равен $\Phi=3700$ Лм, т.е. может осветить площадь $3700/17,9=206$ м², что при радиусе придомовой территории 6 м соответствует расстоянию между светильниками 32 м.

2.3 Расчёт потребляемой мощности для освещения микрорайона

Каждый участок осветительной сети характеризуется определенным значением передаваемой по нему мощности и, соответственно, определенным значением тока нагрузки.

При определении нагрузок в сетях с газоразрядными источниками света высокого давления (лампы ДРЛ и ДРИ), следует учитывать потери мощности в пускорегулирующих аппаратах (ПРА), которые при отсутствии точных данных рекомендуется принимать равными 10% мощности ламп.

Выбранные сечения проводников осветительной сети должны обеспечивать: достаточную механическую прочность, прохождение тока нагрузки без перегрева сверх допустимых температур, срабатывание защитных аппаратов при токах К.З. (короткого замыкания). При этом расчетное отклонение напряжения у наиболее удаленных светильников не должно превышать 5% номинального напряжения сети.

Рассчитываем необходимую мощность внутриквартального освещения для проезжей части.

Количество светильников типа ДНаТ 70 с расстоянием между ними равным 35 м составит 20 штук.

Расчетную нагрузку $P_{P.O.}$ проезжей части, питающей осветительной сети определяем как:

$$P_{уст.п.ч} = 70 \times 20 = 1,4 \text{ кВт,}$$

$$P_{P.O.П.ч} = P_{уст} \times K_C \times K_{ПРА} = 1,4 \times 1 \times 1,1 = 1,54 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.O.П.ч} = P_{P.O.П.ч} \times \operatorname{tg}\varphi = 1,54 \times 0,61 = 0,94 \text{ квар},$$

$$S_{P.O.П.ч} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1,54^2 + 0,94^2} = 1,8 \text{ кВА},$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность ламп, Вт;

K_C – коэффициент спроса равен 1 – для наружного освещения;

$K_{ПРА}$ – коэффициент потери мощности в пускорегулирующем аппарате равный 1,1;

$S_{P.O.П.ч}$ – расчётная полная мощность проезжей части.

2.5 Расчёт мощности освещения дворов

Количество светильников ДНаТ 50 для освещения дворовой территории составит 36 штук.

$$P_{уст.дв} = 50 \times 36 = 1,8 \text{ кВт},$$

$$P_{P.O.дв} = P_{уст} \times K_C \times K_{ПРА} = 1,8 \times 1 \times 1,1 = 1,98 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.O.дв} = P_{P.O.дв} \times \operatorname{tg}\varphi = 1,9 \times 0,61 = 1,2 \text{ квар},$$

$$S_{P.O.дв} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{1,98^2 + 1,2^2} = 2,3 \text{ кВА}.$$

Суммарная потребляемая мощность для освещения микрорайона равна:

$$S_{P.O} = S_{P.O.П.ч} + S_{P.O.дв} = 1,8 + 2,3 = 4,1 \text{ кВА}.$$

3 Расчёт мощности силовых трансформаторов

Рассчитываем полную потребляемую мощность микрорайона, подведённую к вводу ТП:

$$S_{P.MKP} = S_{P.Ж.Д} + S_{P.О.} = 731,36 + 4,1 = 735,46 \text{ кВА}$$

где $S_{P.Ж.Д}$ – полная мощность жилых домов;

$S_{P.О.}$ – полная мощность наружного освещения.

Рассчитываем потребляемую мощность в часы максимума с учетом перспективы развития микрорайона на расчётный период 7 лет, расчётная величина роста нагрузки в среднем на 20 %.

Расчетную мощность трансформатора рассчитываем как:

$$S_{MKP} = k_p \times S_{P.MKP} = 1,2 \times 735,46 = 882,5 \text{ кВА},$$

где k_p – коэффициент роста нагрузок ТП на расчетный период 7 лет для коммунально – бытовой нагрузки принимаем 1,2.

Основой для выбора числа трансформаторов ТП является схема электроснабжения и категории по надежности электроснабжения электроприемников.

Количество и мощность ТП влияют на все предшествующие решения, связанные с организацией схемы электроснабжения, при определении выгоды используемой мощности трансформаторов требует огромного числа вариантов, что не всегда может быть выполнено. Поэтому для ориентировочного определения экономически целесообразной мощности трансформаторов ТП используем формулу:

$$\sigma = \frac{S_{MKP}}{F_{MKP}} = \frac{882,5}{0,06} = 14709,2 \text{ кВА/км}^2,$$

где: σ - плотность электрической нагрузки в микрорайоне, кВА/км²;

$S_{P.MP}$ – расчетная полная нагрузка микрорайона, кВА;

F_{MP} – площадь микрорайона, км².

Экономически выгодную мощность трансформатора в ТП рассчитываем по формуле:

$$S_{\text{тр.эк}} = 1,45 \times \sqrt[3]{\sigma^2} = 1,45 \times \sqrt[3]{14709,2^2} = 600,3 \text{ кВА},$$

Потребители микрорайона относятся ко II категории по надежности электроснабжения, то согласно требованиям ПУЭ, электроснабжение необходимо производить от двух независимых источников питания имеющих одинаковую мощность, согласно этому требованию количество трансформаторов в ТП будет установлено 2 шт, $N_{\text{тр}} = 2$.

Принимаем ближайшую стандартную мощность трансформатора $S_{\text{тр.ст}}$ 630 мВА.

Для II категории потребителей электроэнергии согласно ПУЭ оптимальным коэффициент загрузки трансформатора составляет – $K_3 = 0,7-0,8$.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяем по формуле:

$$k_3^H = \frac{S_{P.ТП}}{S_{H.ТР} \times N_{ТР}} = \frac{882}{630 \times 2} = 0,7,$$

где: $S_{P.ТП}$ – расчетная полная нагрузка трансформаторной подстанции ТП, кВА;

$S_{H.ТР}$ – наибольшая стандартная мощность трансформатора, кВА;

$N_{ТР}$ – количество трансформаторов на ТП.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен удовлетворять следующему условию:

$$0,6 \leq k_3^H \leq 0,9 = 0,6 \leq 0,7 \leq 0,9,$$

Коэффициент загрузки трансформаторов удовлетворяет это требование.

Определяем коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_3^{ПА} = \frac{S_{P.ТП}}{S_{H.ТР} \times (N_{ТР} - 1)} = \frac{882}{630 \times (2 - 1)} = 1,4,$$

где: $S_{P.ТП}$ – расчетная полная нагрузка трансформаторной подстанции ТП, кВА;

$S_{H.ТР}$ – стандартная мощность трансформатора, кВА;

$N_{ТР}$ – количество трансформаторов ТП.

Согласно ПТЭ перегрузка трансформаторов допускается сверх номинального тока до 40%.

Все условие по выбору трансформатора выполнены, при отключении одного трансформатора, оставшийся в работе способен с допустимой перегрузкой 1,4 раза питать потребителей с учётом развития микрорайона.

Для питания микрорайона выбираем КТП Самарского производства типа 2КТП-СЭЦ-Г с сухими трансформаторами типа ТСЗ -630/6.

Трансформаторы типа ТСЗ-630 используется во многих отраслях. Также трансформатор оборудован защитным кожухом, и имеет степень защиты IP21.

Таблица 3.1 – Номинальные данные трансформатора

| Тип трансформатора | $S_{НОМ}$ кВА | Напряжение обмотки кВ | | Потери, кВт | | $U_k, \%$ | $I_x, \%$ |
|--------------------|------------------|--------------------------|------|----------------|-------|-----------|-----------|
| | | ВН | НН | P_x | P_k | | |
| ТСЗ -630/6 | 630 | 6 | 0,38 | 2 | 7,3 | 5,5 | 1,5 |

Трансформаторы данного типа пожаробезопасны, взрывозащищены и экологически чистые, так как у них отсутствует опасность утечки масла, обмотка и изоляционные материалы активной части трансформатора выполнены из материала, не поддерживающие горение.

Эти трансформаторы надежны, требуют минимум затрат на подготовку площадки для установки КТП, экономичны и просты в эксплуатации.

4 Выбор места расположения КТП 6/0,38 кВ

При построения экономичной схемы электроснабжения, то есть систему с наименьшими потерями электроэнергии, необходимо правильно определить местоположения ТП.

Для того чтобы приблизить высокое напряжение к центру потребления электроэнергии и сократить протяженность линии с низким напряжением, место расположение ТП в микрорайоне, экономически выгодно располагать как можно ближе к центру электрических нагрузок, с учетом архитектурной планировкой жилого микрорайона и требованиям пожарной безопасности.

Определяем ориентировочное места расположения ТП, для этого используем графоаналитический метод с сеткой координат (X, Y) и рассчитываем центр электрических нагрузок.

Таблица 4.1 – Координаты расположения жилых домов

| № дома | X, м | Y, м | S _p кВА |
|--------|------|------|--------------------|
| 3 | 45 | 125 | 34,28 |
| 4 | 230 | 120 | 34,28 |
| 5 | 65 | 95 | 38,3 |
| 6 | 215 | 98 | 38,3 |
| 18 | 195 | 54 | 80,8 |
| 20 | 165 | 88 | 51,4 |
| 22 | 112 | 88 | 60,3 |
| 23 | 218 | 157 | 60,3 |
| 24 | 88 | 97 | 80,8 |
| 25 | 172 | 157 | 60,3 |
| 27 | 160 | 122 | 60,3 |
| 27А | 120 | 122 | 47,1 |
| 29 | 113 | 157 | 38,3 |
| 31 | 66 | 157 | 47,1 |

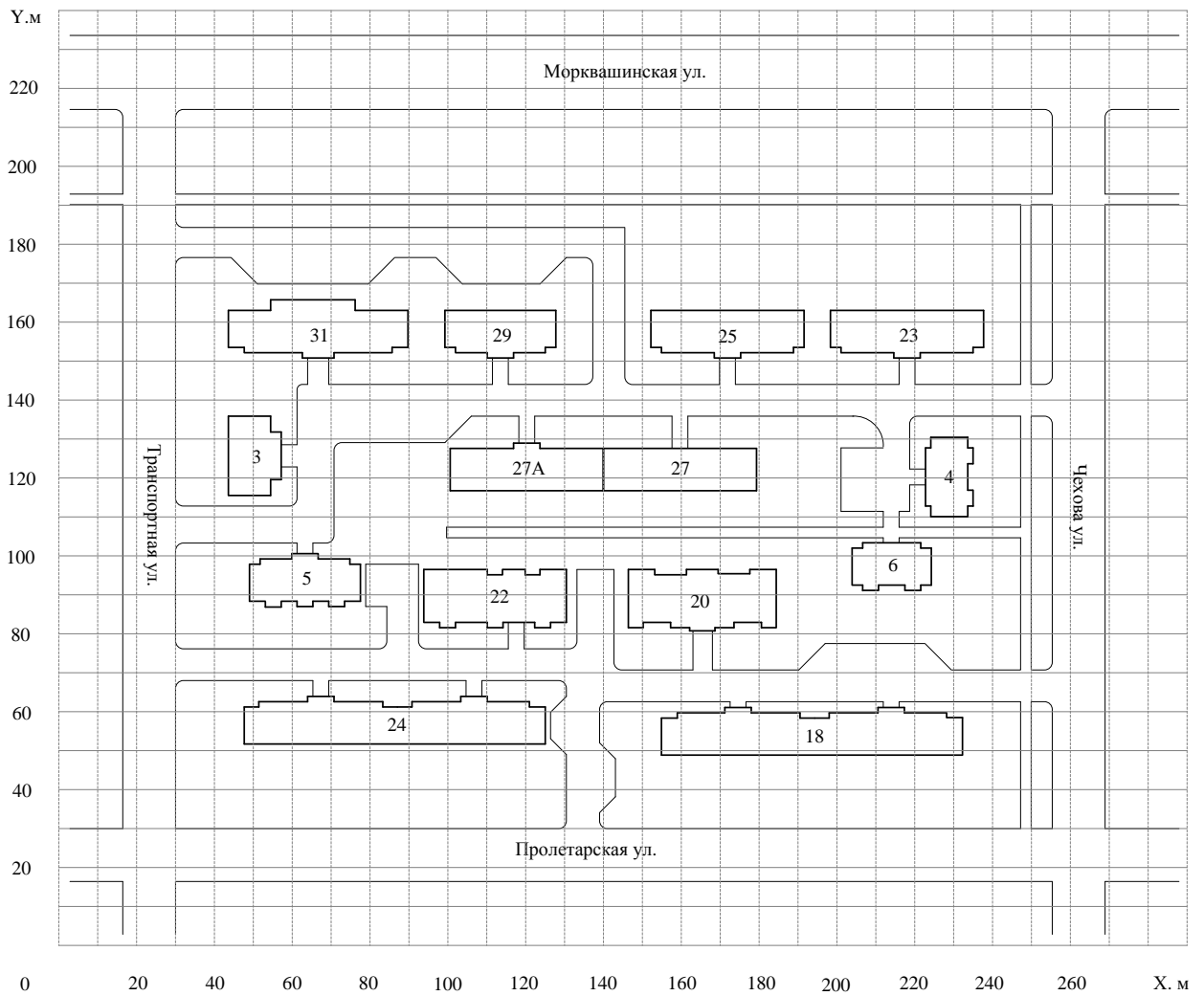


Рисунок 4.1 – координатная система расположения центра нагрузок

Определяем координаты центра нагрузок по формуле:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^m S_i \times X_i}{\sum_{i=1}^m S_i}, \quad (4.1)$$

$$Y = \frac{\sum_{i=1}^m S_i \times Y_i}{\sum_{i=1}^m S_i}, \quad (4.2)$$

где X_i , Y_i – абсцисса, ордината координатной сетке i -го потребителя;

P_i – максимальная мощность i -го потребителя кВт;

m – количество потребителей, питающихся от данной ТП.

$$X = \frac{34,28 \times 45 + 34,28 \times 230 + 38,3 \times 65 + 38,3 \times 215 + 80,8 \times 195 + 51,4 \times 165 + 59,9 \times 112 + 60,3 \times 218 + 80,8 \times 88 + 60,3 \times 172 + 60,3 \times 160 + 47,1 \times 120 + 38,2 \times 113 + 47,1 \times 66}{731,36} =$$

$$= 142,8 \text{ м}$$

$$Y = \frac{34,28 \times 125 + 34,28 \times 120 + 38,3 \times 95 + 38,3 \times 98 + 80,8 \times 54 + 51,4 \times 88 + 59,9 \times 88 + 60,3 \times 157 + 80,8 \times 97 + 60,3 \times 157 + 60,3 \times 122 + 47,1 \times 122 + 38,2 \times 157 + 47,1 \times 157}{731,36} =$$

$$= 93,78 \text{ м}$$

По расчётам координаты центра расположения нагрузок находятся по X=143, по Y=93,78. Центр нагрузок попадает между зелёной зоной и жилыми домами №20 и №22.

Так, как между данными домами расстояние 15 метров, а согласно ПУЭ запрещается расположение ТП ближе 10 метров к зданиям, а смещение места расположения ТП ближе к территории зелёной зоны не вписывается в архитектурный план строительства микрорайона.

Согласно ПУЭ в данных случаях рекомендуется смещать ТП в сторону питающего центра, то есть ближе к улице Морквашинская. Но учитывая развитие микрорайона, за улицами Чехова и Пролетарская экономически выгодным местом расположения ТП исходя из плана микрорайона определяем на 20 метров ниже – между домами № 18 и №24 и ул. Пролетарская. Дома № 18 и №24 имеют наиболее большую нагрузку в микрорайоне и для удобства обслуживания рядом с проезжей частью.

5 Выбор схемы распределительной сети

При выборе городской сети 6 кВ согласно требованиям ПУЭ, сеть с напряжением выше 1 кВ должна быть с автоматическим резервированием вводов в РП. Схема электроснабжения от ПС до ТП (КТП) выполняется по распределительным сетям с напряжением 6–10 кВ. Схема распределительной сети зависит от уровня надежности электропитания потребителей и расположения потребителей относительно РП.

Наиболее подходящей схемой сети для потребителей II категории является – петлевая схема сети. Данная схема обеспечивает двустороннее питание каждой ТП. Согласно ПУЭ количество трансформаторов присоединённых к одной петле, не должно превышать 10 – 12 шт., т. е. 5 – 6 ПС в одной цепи. Так, как петлевая схема присоединена к двум РП, она является более надежной.

Для автоматизирования разомкнутой распределительной сети 6 кВ, выполняют с устройством АВР на стороне 6 кВ или 0,4 кВ.

Распределительную сеть 6 кВ для электроприемников II категории выполняю по петлевой схеме 6 кВ, с обеспечением двухстороннего питания каждой ТП. Режим работы сети 6 кВ выполняем с условием, что секции сборных шин 6 кВ ЦП не включались на параллельную работу в нормальном и послеаварийном режиме через сеть ТП питающие микрорайон. В нормальном режиме работы петлевые линии будут разомкнуты на одной из ТП.

Также сеть 0,38 кВ для питания потребителей выполняем по петлевой схеме. При этом линии 0,38 кВ разрешается параллельная работа.

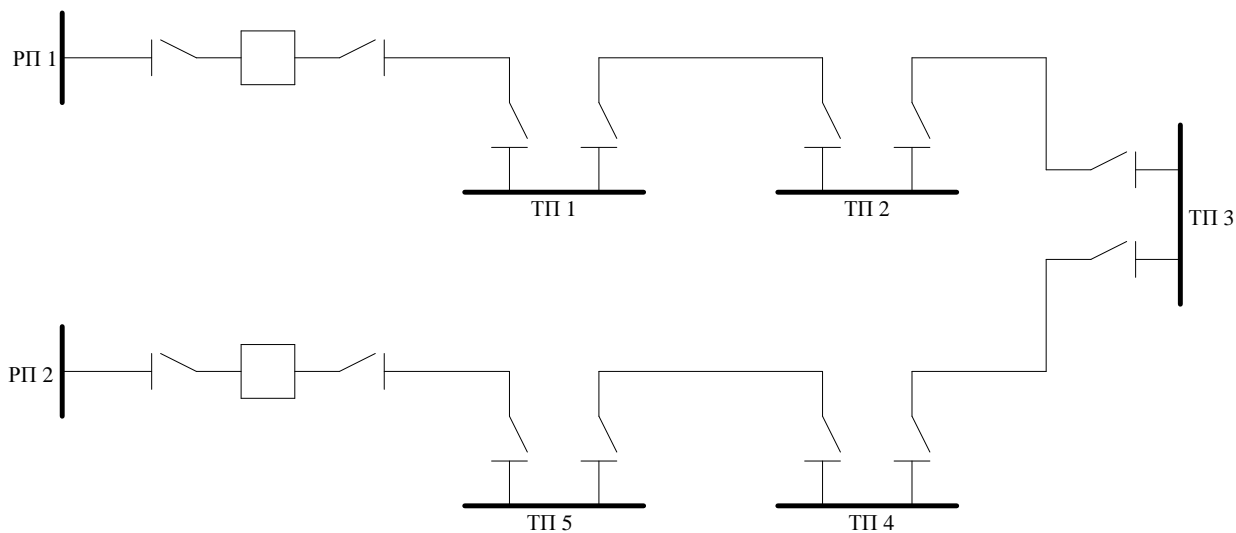


Рисунок 5.1 – Петлевая схема распределительной сети 6 кВ

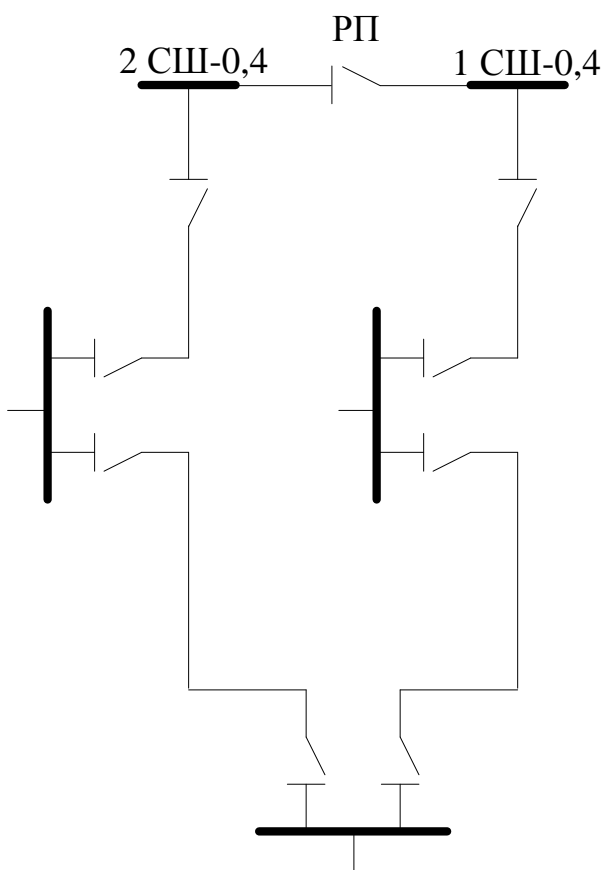


Рисунок 5.2 – Петлевая схема сети 0,38 кВ с питанием от одной ТП

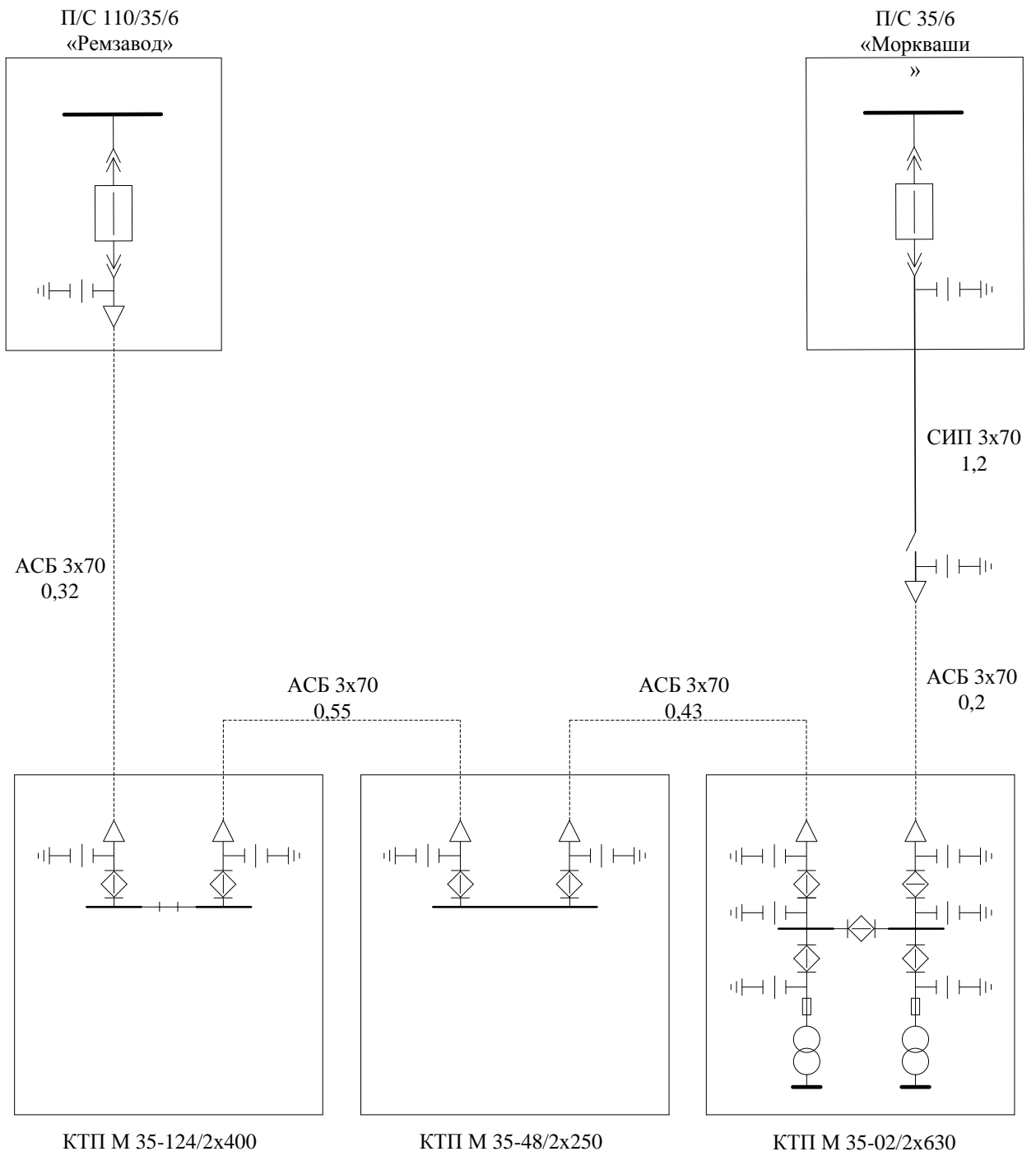


Рисунок 5.3 – Схема питания микрорайона В-10

6 Общие требования по прокладке линий электропередач

При застройки нового микрорайона в условиях ограниченного свободного пространства и большой плотности застройки, практически нет возможности для прокладки воздушных линий электропередач 6 кВ (ВЛ). В связи с этим линию электропередач от ПС 35/6 «Моркваши» до начала территории микрорайона В-10 выполняю воздушной методом, а по территории микрорайона до КТП линию прокладываю кабелем в земле (КЛ).

Также КЛ имеет преимущества перед ВЛ так, как с помощью КЛ могут осуществляться пересечения уличных магистральных электрических кабелей с различным уровнем напряжения. При этом будут удовлетворять необходимым градостроительным и экологическим требованиям.

Трассу для прокладки линии электропередач выбираем с учетом наименьшего расхода провода, обеспечивая его целостности при внешних механических воздействиях, и от повреждений соседних линий при возникновении электрической дуги при коротком замыкании на одной из линии.

Линии электропередач 0,38 кВ питающие потребителей жилых домов от ТП внутри микрорайона согласно ПУЭ между зданиями с высотой застройки до 3 этажей включительно разрешается выполнять воздушным методом.

Нагрузка каждой питающей линии, отходящей от РУ, не должна превышать 250 А. В четырехпроводной сети применяем четырехжильные кабели.

В каждом доме устанавливаем самостоятельное ВРУ.

Линию электропередач, для освещения проезжей части, территория позволяет выполнить воздушным методом, используя для крепления провода, опоры светильников.

Расстояние между опорами светильников, ограничивается стрелой провеса проводов и так, как из расчёта произведённого выше расстояние не превышает 40 метров, то не требуется установка анкерных опор.

Линию электропитания для освещения дворов территории микрорайона для того, чтобы удовлетворять градостроительным требованиям выполняем кабелем проложенном в траншее. Траншея для кабельной линии будет прокладываться под тротуарами и пешеходными дорожками.

7 Расчет допустимых потерь напряжения в сети 6 и 0,4 кВ

Допускается отклонение напряжения у потребителей в пределах $(\pm 5)\%$. Надбавка напряжения на шинах питающих ПС на стороне НН 6 кВ – ΔU в часы максимальной нагрузки составит $(+2,5)\%$, при минимальной – 0% .

Минимальной нагрузкой для электроприёмников жилых домов с электроплитами принимаю $S_{\min} = 0,25 \cdot S_{\max}$.

Уровень потерь напряжения в трансформаторе при максимальной загрузке, равен – 4% , при минимальной – 1% .

Напряжение добавки в трансформатора равен 5% .

Таблица 7.1 – Отклонения напряжения в сети 6/0,4 кВ

| Элементы сети | Отклонение напряжения, %, при нагрузке | |
|--|--|----------------------|
| | P max | P min = 0,25 · P max |
| Шины 6 кВ $\Delta U_{ТП 110/6}$ | +2,5% | 0 |
| Линия 6 кВ ΔU_6 | 4 | –1% |
| Трансформатор 6/0,4 кВ: ΔU добавки ΔU потери | +5% –4% | +5% –1% |
| ΔU линия 0,38 | –4,5% | –1,125% |
| ΔU потребитель | –5% | +1,875 |

Рассчитываем уровень отклонения напряжения у потребителя по формуле:

$$\Delta U_{\text{потр}} = \Delta U_{ТП110/6} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_T + \Delta U_6 - \Delta U_{0,38}, \% \quad (7.1)$$

где $\Delta U_{ТП 110/6}$ – отклонение напряжения на шинах ТП 110/35/6 в %;
 $\Delta U_{\text{доб}}$, ΔU_T , ΔU_6 , $\Delta U_{0,38}$ – добавка и потери в трансформаторе на стороне 6/0,4 кВ и потеря напряжения в линиях в %.

Согласно данной формуле допустимое значение потери напряжения в линиях 6 и 0,4 кВ при S_{\max} составит:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} &= \Delta U_{\text{ТП110/6}} + \Delta U_{\text{доб}} + \Delta U_{\text{T}} + \Delta U_6 - \Delta U_{\text{потр}}, \% \quad (7.2) \\ \Delta U_{\text{доп } 6} + \Delta U_{0,38} &= 2,5 + 5 - 4 + 5 = 8,5 \%, \end{aligned}$$

Потеря напряжения в линиях не должно превышать для ВЛ $\Delta U_{\text{доп } 6} = 4$ %, а для $\Delta U_{\text{доп } 0,38} = 4,5$ %.

Проверяем уровень напряжения на вводах жилого дома при минимальной нагрузке равной 25% от S_{\max} , так, как потери напряжения в линии и трансформаторе также уменьшатся в 4 раза то

$$\Delta U_6 = \frac{4}{4} = 1\%; \quad \Delta U_{0,38} = \frac{4,5}{5} = 1,125 \%,$$

$$\Delta U_{\text{потр}} = 0 + 5 - 1 - 1 - 1,125 = 1,875 \%,$$

Согласно расчётам уровень напряжения на вводе в жилой дом в пределах нормы.

8 Выбор сечения проводов ВЛ 0,4 кВ

Рассчитываем ток максимальной нагрузки для каждого жилого дома:

$$I_{\text{ЖД}} = \frac{S_{\text{ЖД}}}{\sqrt{3} \times 0,38}, \quad (8.1)$$

$$I_{\text{ЖД}3,4} = 49,7 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}5,6} = 55,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}18,24} = 117,1 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}20} = 74,5 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}22} = 86,8 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}23,25,27} = 87,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}27\text{А}} = 68,3 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}29} = 55,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{ЖД}31} = 68,3 \text{ А},$$

Рассчитываем ток для линий питающих дома, выполненные по петлевой схеме питания потребителей и заносим в таблицу 8.1:

Таблица 8.1 – Токые нагрузки для кабельных линий

| № Л | № ЖД | P кВт | Q кВар | S кВА | I А |
|-----|---------|-------|--------|-------|-------|
| 1 | 24; 22 | 138,3 | 27,66 | 140,7 | 204 |
| 2 | 18; 20 | 129,6 | 25,92 | 132,2 | 191,6 |
| 3 | 3; 5 | 71,1 | 14,22 | 72,58 | 105 |
| 4 | 29; 31 | 83,7 | 16,74 | 85,3 | 123,7 |
| 5 | 4; 6 | 71,1 | 14,22 | 72,58 | 105 |
| 6 | 23; 25 | 118,2 | 23,64 | 120,6 | 174,8 |
| 7 | 27; 27А | 105,3 | 21,06 | 107,4 | 155,7 |

Относительно допустимого нагрева провода, согласно таблице нагрузочных данных выбран кабель, марки АПБбШв, с номинальной площадью сечением жилы – 50, 95, 120 мм².

Таблица 8.2 – Технические характеристики силового кабеля АВБбШв

| | |
|---|---------------------|
| Вид климатического производства кабелей | УХЛ и Т |
| Диапазон температур эксплуатации кабеля | от (-50) до (+50)°С |
| Долустимая влажность воздуха | до 98% |
| Максимально допустимая температура нагрева жил кабелей при эксплуатации не должна превышать | (+70)°С |
| Допустимый нагрев жил кабелей в аварийном режиме | не выше +80 °С |
| Токовые нагрузки кабеля бронированного АВБбШв 4x50 | |
| Допустимый ток при прокладке на воздухе: | 139 Ампер |
| Допустимый ток короткого замыкания не более 4 сек: | 3380 Ампер |
| Активное сопротивление жилы: | 0,64 Ом на км |
| Токовые нагрузки кабеля бронированного АВБбШв 4x95 | |
| Допустимый ток при прокладке на воздухе: | 221 Ампер |
| Допустимый ток КЗ не более 4 сек: | 6860 Ампер |
| Активное сопротивление жилы: | 0,34 Ом на км |
| Токовые нагрузки кабеля бронированного АВБбШв 4x120 | |
| Допустимый ток при прокладке на воздухе: | 253 Ампер |
| Допустимый ток КЗ не более 4 сек: | 8860 Ампер |
| Активное сопротивление жилы: | 0,24 Ом на км |
| Срок службы кабеля АВБбШв составляет | 30 лет |

Кабель АВБбШв предназначен для использования на открытом воздухе, для прокладки в траншеях, в пожароопасных и взрывоопасных зонах, для эксплуатации на вертикальных, горизонтальных и наклонных трассах.

Таблица 8.3 – Номинальных данные кабельных линий

| №Л | Марка кабеля | Длина L м | r_0 Кабеля Ом/км | x_0 Кабеля Ом/км |
|----|--------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| 1 | АВБбШв 4×120 | 45+50 | 0,24 | 0,06 |
| 2 | АВБбШв 4×95 | 10+60 | 0,32 | 0,06 |
| 3 | АВБбШв 4×50 | 160+30 | 0,6 | 0,063 |
| 4 | АВБбШв 4×50 | 175+20 | 0,6 | 0,063 |
| 5 | АВБбШв 4×50 | 120+20 | 0,6 | 0,063 |
| 6 | АВБбШв 4×95 | 140+20 | 0,32 | 0,06 |
| 7 | АВБбШв 4×95 | 110+40 | 0,32 | 0,06 |

Проверяем кабельные линии 0,4 кВ по потере напряжения.

Так, как ещё одним важным критерием при планировании городской распределительной сети 6 и 0,4кВ – уровень напряжения у потребителей жилых домов.

Потерю напряжения в выбранном кабеле 0,4 кВ определяем по формуле:

$$\Delta U_{0,38} = \frac{r_0}{U} \times M_a + \frac{x_0}{U} \times M_p, \quad (8.2)$$

$$M_a = \sum_{i=1}^n P_i \times l_i, \quad (8.3)$$

$$M_p = \sum_{i=1}^n Q_i \times l_i, \quad (8.4)$$

где M_a – суммарный момент активной мощности линии кВт/км;

M_p – суммарный момент реактивной мощности линии кВар/км;

r_0, x_0 – погонное активное и индуктивное сопротивление;

P_i – активная мощность i -го участка, кВт;

Q_i – реактивная мощность i -го участка, кВар;

l_i – длина i -го участка, км;

n – число участков.

Согласно Таблице 6.1 допустимая потеря напряжения в кабеле 0,4 кВ составляет – 4,5%, это:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп } 0,38\%}}{100} \times U_{\text{н}} = \frac{4,5}{100} \times 380 = 17,1 \text{ В,}$$

При расчёте сечения кабельной линии 0,38 кВ, для удобства монтажа кабеля, весь участок одной линии выполняем проводом с одинаковым сечением.

Для кабельной линии Л1 суммарное падение напряжения составит:

$$M_a = 79,2 \times 45 + 59,1 \times 50 \times 10^{-3} = 6,52 \text{ кВт/км,}$$

$$M_p = 15,84 \times 45 + 11,82 \times 50 \times 10^{-3} = 1,3 \text{ кВар/км,}$$

$$\text{Л1 } \Delta U_{0,38} = \frac{0,24}{0,38} \times 6,52 + \frac{0,06}{0,38} \times 1,3 = 4,53 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп.}}$$

Выбранное сечение кабеля, для прокладки линии Л1 удовлетворяет всем требованиям.

Остальные кабельные линии, для электроснабжения жилых домов, рассчитываем таким же методом и заносим в таблицу 8.3.

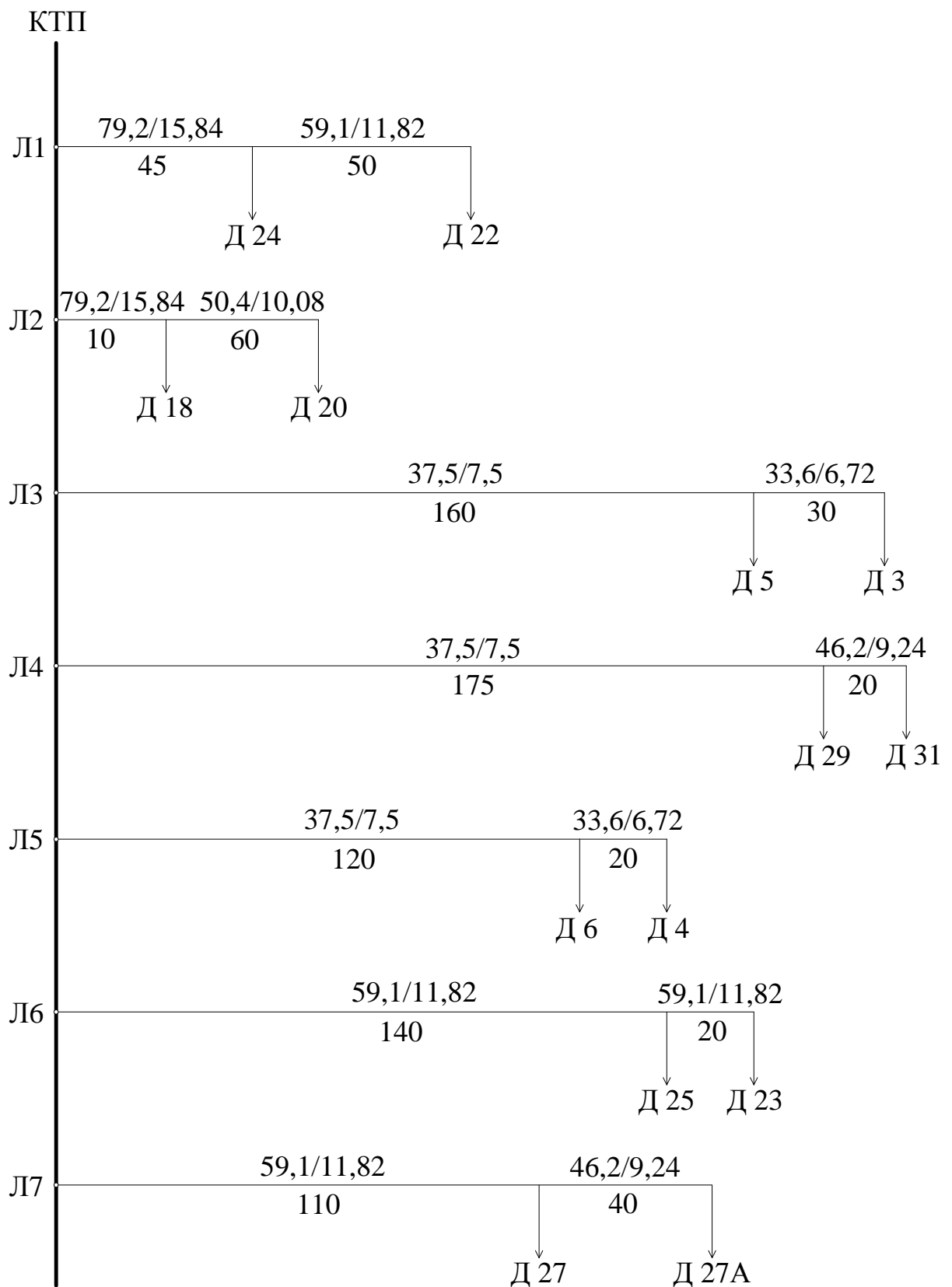


Рисунок 8.1 – Схема для расчёта уровня потери напряжения в линии

Таблица 8.3 – Уровень падения напряжения на кабельных линиях 0,38 кВ

| № ВЛ | M_a , кВт/км | M_p , кВар/км | ΔU_{380} , В |
|------|----------------|-----------------|----------------------|
| Л1 | 6,52 | 1,3 | 4,53 |
| Л2 | 3,8 | 0,8 | 3,3 |
| Л3 | 7 | 1,4 | 11,2 |
| Л4 | 7,5 | 1,5 | 12 |
| Л5 | 5,4 | 1 | 8,6 |
| Л6 | 9,5 | 1,9 | 8,3 |
| Л7 | 8,3 | 1,7 | 7,3 |

9 Выбор сечения провода КВЛ 6 кВ

Рассчитываем ток максимальной нагрузки в приходящийся на линию 6 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \times 6} = \frac{1792}{\sqrt{3} \times 6} = 173 \text{ А.}$$

Относительно допустимого нагрева провода выбран кабель, для прокладки в траншеи от ПС 110/35/6 «Ремзавод», с номинальной площадью сечением жилы – 70 мм², а так же самонесущий изолированный провод для воздушной линии от ПС 35/6 «Моркваши» с площадью сечения провода 70 мм².



Рисунок 9.1 – Внешний вид провода СИП-3

Таблица 9.1 – Технические характеристики провода СИП-3

| | |
|---|---------------------------------|
| Площадь сечения жилы провода мм ² | 70 |
| Номинальное напряжение U | 6-10 кВ |
| Токовая нагрузка I | 180 А |
| Ток термической стойкости при КЗ 1 сек | 6,5 кА |
| Диапазон температур эксплуатации | от –60°С до+50°С |
| Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации | 90° С |
| Допустимый нагрев токопроводящих жил при коротком замыкании | 250° С |
| Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69 | В, категории размещения 1, 2, 3 |

Кабель АСБ.

Кабели из алюминия в свинцовой оболочке с изоляцией из пропитанной бумаги на напряжение 6 кВ, 10 кВ.



Рисунок 9.2 – Внешний вид кабеля АСБ

Кабели АСБ прокладывают в землю, в траншеях с низкой и средней коррозионной активностью. Условием прокладки является отсутствие блуждающих токов и кабели не должны подвергаться в процессе эксплуатации растягивающим нагрузкам. Бронированный силовой кабель АСБ применяют в условиях возможных механических повреждений.

Таблица 9.2 – Технические характеристики кабеля АСБ

| | |
|---|-------------------|
| Площадь сечения жилы провода мм ² | 70 |
| Рабочее напряжение | 1, 6 кВ |
| Токовая нагрузка I | 175 А |
| Ток термической стойкости при КЗ 1 сек | 4,95 кА |
| Температура окружающей среды при эксплуатации | от -50°С до +50°С |
| Относительная влажность воздуха (при температуре до +35°С) | до 98 % |
| Предельная длительно допустимая рабочая t жил: | |
| для кабелей 6 — 10 кВ | +70° С |
| Предельно допустимая температура нагрева жил кабелей в аварийном режиме (или режиме перегрузки) | +90° С |
| Максимальная температура нагрева жил при КЗ | +200° С |

Таблица 9.3 – Номинальных данных кабельных линий 6 кВ

| № участка | Марка кабеля | Длина L м | г ₀ Кабеля Ом/км | х ₀ Кабеля Ом/км | P кВт | Q кВар | ΣS кВА | ΣI А |
|-----------|--------------|-----------|-----------------------------|-----------------------------|-------|--------|--------|------|
| 1 | АСБ 3х70 | 320 | 0,42 | 0,07 | 548 | 109,6 | 1792 | 168 |
| 2 | АСБ 3х70 | 550 | 0,42 | 0,07 | 343 | 68,6 | | |
| 3 | АСБ 3х70 | 430 | 0,42 | 0,07 | 864 | 172 | | |
| 4 | АСБ 3х70 | 200 | 0,42 | 0,07 | | | | |
| 5 | СИП 3х70 | 1200 | 0,42 | 0,06 | | | | |

Согласно таблице 7.1 – допустимая потеря напряжения в сети 6 кВ ΔU_{доп} 6 кВ составляет 4%, что в именованных единицах составит:

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп } 6\%}}{100} \times U_{\text{н}} = \frac{4}{100} \times 6 = 0,24 \text{ кВ,}$$

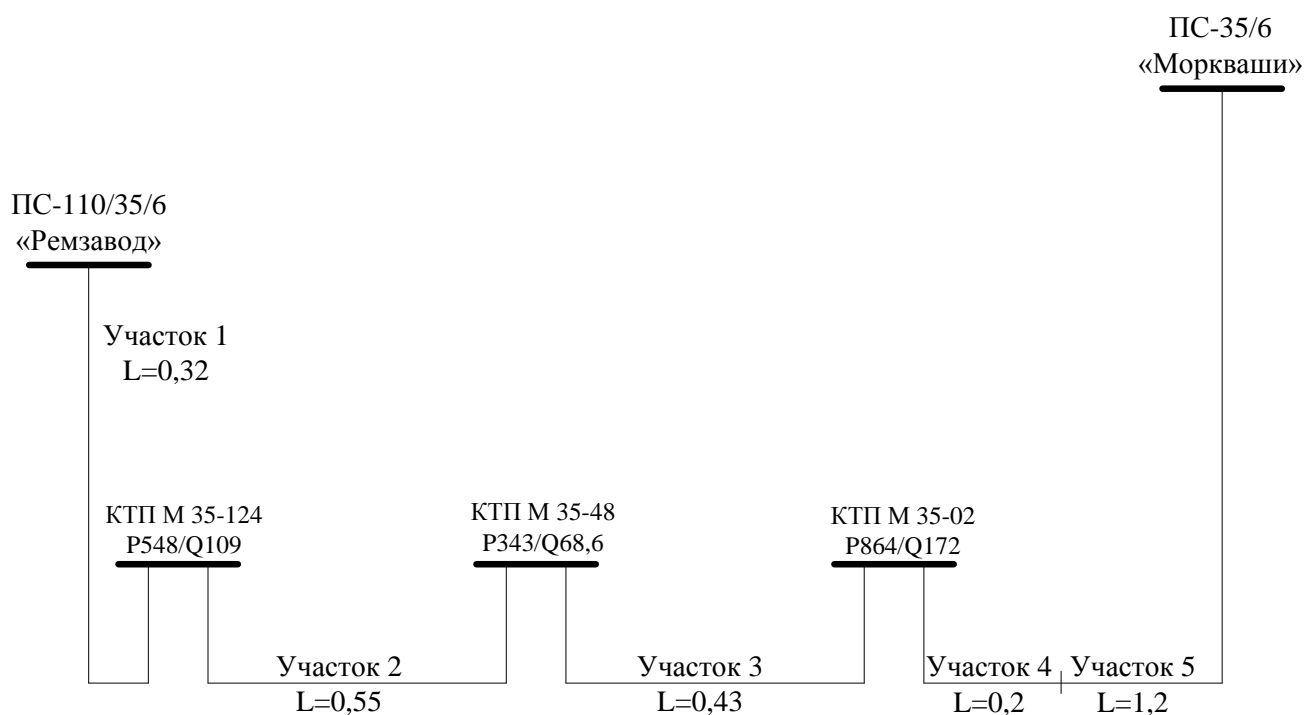


Рисунок 9.3 – Схема для расчёта падения напряжения в линии 6 кВ

Рассчитываем падения напряжения линии от ПС 35/6 «Моркваши»:

$$\Delta U_6 = \frac{r_0}{U} \times M_a + \frac{x_0}{U} \times M_p, \quad (9.1)$$

$$M_a = \sum_{i=1}^n P_i \times l_i, \quad (9.2)$$

$$M_p = \sum_{i=1}^n Q_i \times l_i, \quad (9.3)$$

$$M_a = 548 \times 320 + 343 \times 550 + 864 \times 430 \times 10^{-3} = 735,5 \text{ кВт/км},$$

$$M_p = 109,6 \times 320 + 68,6 \times 550 + 172 \times 430 \times 10^{-3} = 146,8 \text{ кВар/км},$$

$$\Delta U_6 = \frac{0,42}{6} \times 735,5 + \frac{0,08}{6} \times 146,8 = 53 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп}},$$

Рассчитываем падение напряжения линии от ПС 110/35/6 «Ремзавод»

$$M_a = 864 \times 1400 + 343 \times 430 + 548 \times 550 \times 10^{-3} = 1658,5 \text{ кВт/км},$$

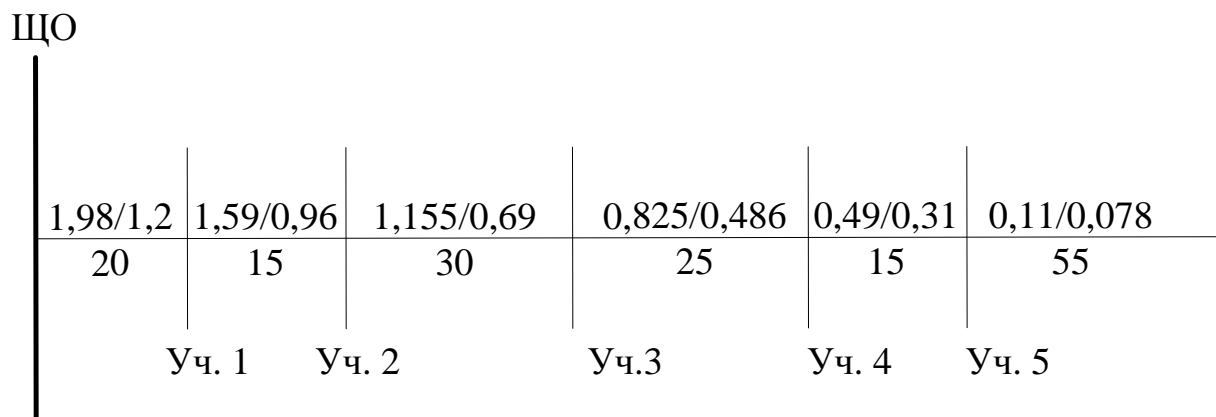
$$M_p = 172 \times 1400 + 68,6 \times 430 + 109,6 \times 550 \times 10^{-3} = 330 \text{ кВар/км},$$

$$\Delta U_6 = \frac{0,42}{6} \times 1658,5 + \frac{0,08}{6} \times 330 = 120,1 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп}},$$

Выбранный провод и кабель для кабельно-воздушной линии соответствует всем требованиям допустимой нагрузки и падению напряжения.

10 Выбор кабеля для питания наружного освещения

Рисунок 10.1 – схема для расчёта уровня падения напряжения в сети освещения дворовой территории



Расчётный ток $I_{P.O.}$ для трехфазной сети при равномерной нагрузке фаз определяем по формуле:

$$I_{P.O.П.ч} = \frac{S_{P.O.}}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1,8}{\sqrt{3} \times 0,38} = 2,7 \text{ А,}$$

$$I_{P.O.ДВ} = \frac{S_{P.O.}}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{2,3}{\sqrt{3} \times 0,38} = 3,5 \text{ А,}$$

Таблица 10.1 Номинальные данные линии освещения дворовой территории

| № участка | Марка кабеля | Длина L м | r_0 кабеля Ом/км | x_0 кабеля Ом/км | P кВт | Q кВар |
|-----------|--------------|-----------|--------------------|--------------------|-------|--------|
| 1 | АВБбШв 4х2,5 | 20 | 12,6 | 0,116 | 1,98 | 1,2 |
| 2 | АВБбШв 4х2,5 | 15 | 12,6 | 0,116 | 1,595 | 0,962 |
| 3 | АВБбШв 4х2,5 | 30 | 12,6 | 0,116 | 1,155 | 0,69 |
| 4 | АВБбШв 4х2,5 | 25 | 12,6 | 0,116 | 0,825 | 0,486 |
| 5 | АВБбШв 4х2,5 | 15 | 12,6 | 0,116 | 0,495 | 0,316 |
| 6 | АВБбШв 4х2,5 | 55 | 12,6 | 0,116 | 0,11 | 0,078 |

Проверяем выбранный кабель по уровень падения напряжения:

$$M_a = 1,98 \times 20 + 1,595 \times 15 + 1,155 \times 30 + 0,825 \times 25 + 0,495 \times 15 + 0,11 \times 55 \times 10^{-3} = 0,132 \text{ кВт/км},$$

$$M_p = 1,2 \times 20 + 0,962 \times 15 + 0,69 \times 30 + 0,486 \times 25 + 0,316 \times 15 + 0,078 \times 55 \times 10^{-3} = 0,08 \text{ кВар/км},$$

$$\Delta U_{0,38} = \frac{12,6}{0,38} \times 0,132 + \frac{0,116}{0,38} \times 0,08 = 4,4 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп}}.$$

Согласно произведённым расчетам потеря напряжения в конце питающего кабеля составляет 4,4 В, что меньше допустимого.

Выбираем кабель для освещения проезжей части пользуясь таблицей 10.2:

Таблица 10.2 Номинальные данные линии освещения проезжей части

| № линии | Марка кабеля | Длина L м | r_0 кабеля Ом/км | x_0 кабеля Ом/км | P кВт | Q кВар |
|---------|--------------|-----------|--------------------|--------------------|-------|--------|
| 1 | АВБбШв 4х2,5 | 300 | 12,6 | 0,116 | 0,77 | 0,47 |

$$M_a = 0,77 \times 300 \times 10^{-3} = 0,23 \frac{\text{кВт}}{\text{км}},$$

$$M_p = 0,47 \times 300 \times 10^{-3} = 0,14 \text{ кВар/км},$$

$$\Delta U_{0,38} = \frac{12,6}{0,38} \times 0,23 + \frac{0,116}{0,38} \times 0,14 = 7,6 \text{ В} < \Delta U_{\text{доп}},$$

Выбранные кабели для питания наружного освещения соответствует всем требованиям.

11 Расчет токов короткого замыкания на шинах 6 и 0,38 кВ КТП

При выборе коммутационных аппаратов важным критерием при выборе является, токи короткого замыкания которые (КЗ) должен выдержать аппарат не изменив свои характеристики. Также значения токов КЗ необходимы для настройки параметров защиты элементов сети.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему замещения с указанием всех элементов сети, по которым протекает ток.

В схеме замещения на 0,4 кВ учитываю активные и реактивные сопротивления всех линий и трансформаторов. В качестве расчетных точек КЗ принимаем шины 6 и 0,4 кВ ПС, и КТП и ввода 0,4 кВ потребителей.

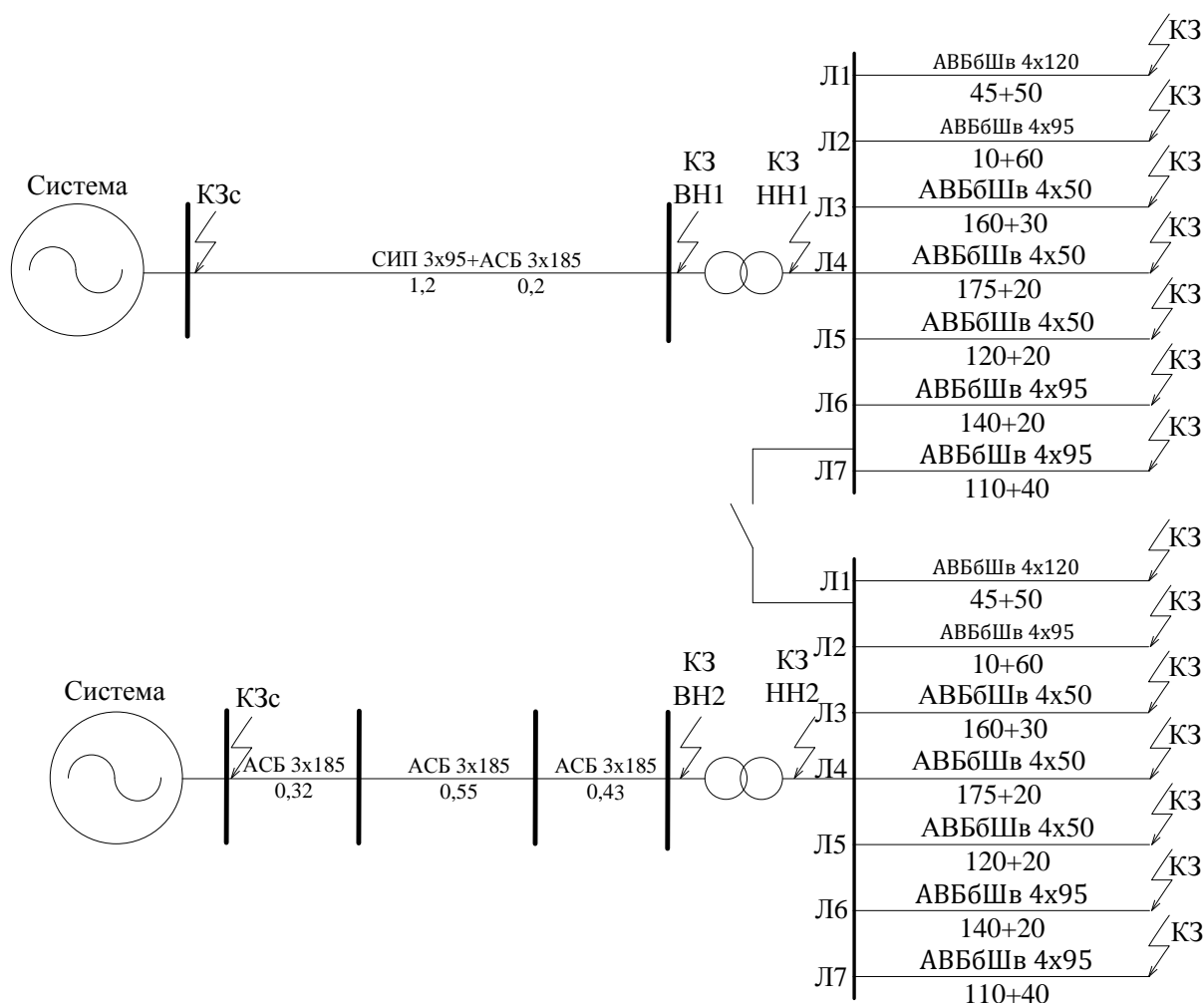


Рисунок 11.1 – Расчетная схема сети 6 и 0,4 кВ для расчета токов КЗ

Ток КЗ на шинах 6 кВ ПС-110/35/6 «Ремзавод» $I_{КЗ С}$ равен 10 кА. Ток КЗ на шинах 6 кВ ПС-35/6 «Моркваши» $I_{КЗ С}$ равен 1,5 кА.

В схеме замещения (рисунок 11.2) Z_C – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов установленных на ПС-110/35/6 «Ремзавод», ПС 35/6 «Моркваши» и другие элементы энергосистемы.

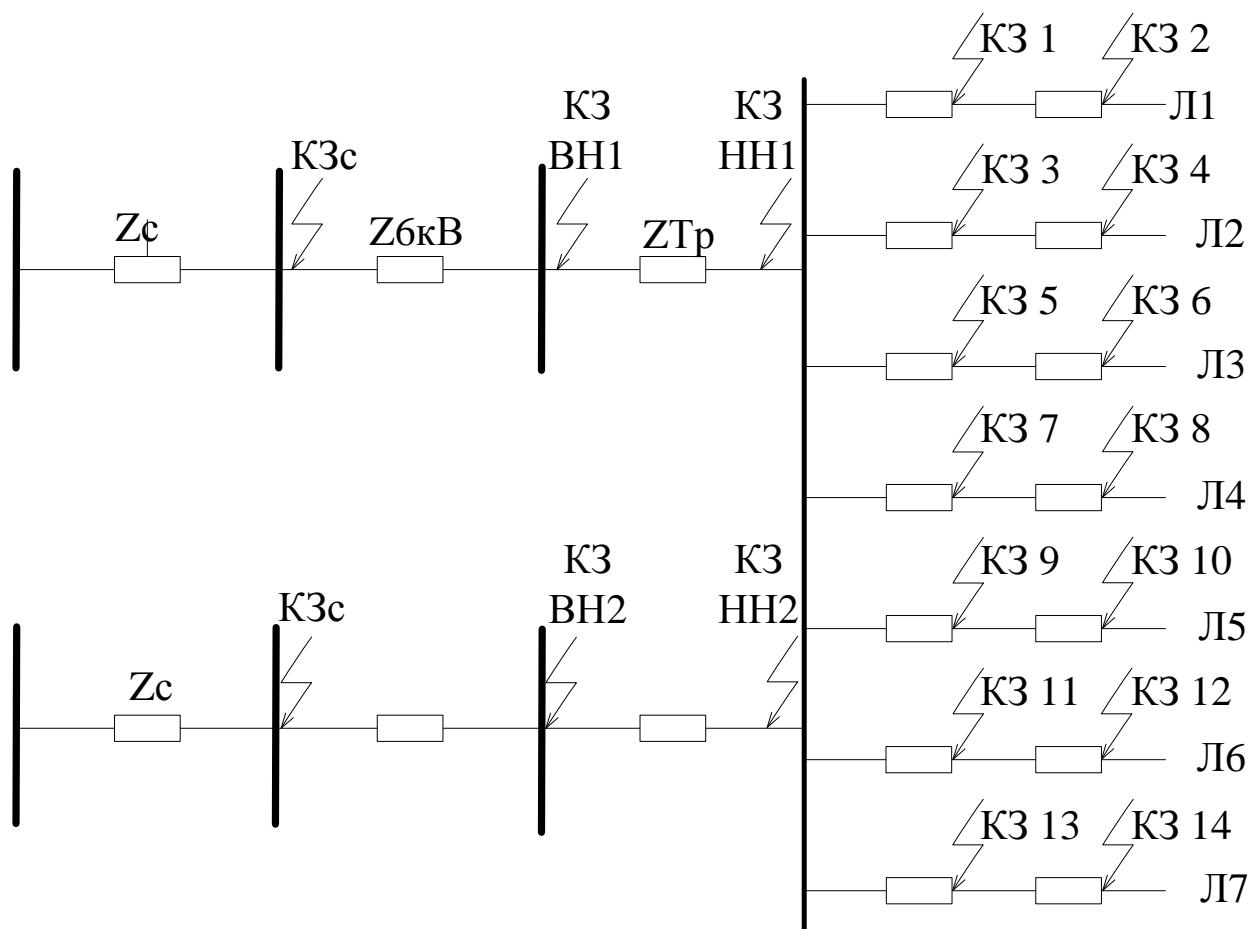


Рисунок 11.2 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

При расчете КЗ вместо действующего напряжения используем действующее значение напряжения большее номинального на 5%.

11.1 Расчёт тока КЗ в сети 6 кВ.

Рассчитываем ток КЗ на шинах КТП, при питании от ПС-110/35/6 «Ремзавод».

Сопrotивление системы определяем по формуле:

$$Z_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \times I_{кзс}}, \text{ Ом} \quad (11.1).$$

Действующее напряжение для расчёта токов КЗ принимаем 6,3 кВ.

Рассчитываем сопротивление системы:

$$Z_C = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 10} = 0,7 \text{ Ом},$$

Сопrotивление системы приводим к напряжению 0,4 кВ:

$$Z = Z_C \times k_T^2, \text{ Ом}. \quad (11.2)$$

где k_T – коэффициент трансформации равен 0,4/6.

$$Z_C^{0,4} = 0,7 \times \frac{0,4^2}{6^2} = 0,002 \text{ Ом},$$

Для КЛ 6 кВ выберем кабель марки АСБ 3х70, с общей длиной линии 1,3 км.

Сопrotивление кабельной линии 6 кВ от ПС-110/35/6 «Ремзавод» до КТП составляет:

$$R_6 = r_0 \times L_6 = 0,42 \times 1,3 = 0,54 \text{ Ом},$$

$$X_6 = x_0 \times L_6 = 0,07 \times 1,3 = 0,1 \text{ Ом},$$

$$Z_6 = \sqrt{R_6^2 + X_6^2} = \sqrt{0,54^2 + 0,1^2} = 0,55 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление КЛ 6 кВ от ПС 110/35/6 «Ремзавод», приведенное к напряжению 0,4 кВ:

$$Z_6^{0,4} = 0,55 \times \frac{0,4^2}{6^2} = 0,002 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление трансформатора ТСЗ -630/6 согласно номинальным данным указанных в таблице 2.5.1

$$X_T = \frac{U_K \% \times U_{\text{ср}}^2}{100 \times S_{\text{ном.Т}}} = \frac{5,5 \times 6,3^2}{100 \times 630} = 3,4 \text{ Ом},$$

где: $U_{\text{ср}}^2$ – среднее напряжение трансформатора;

$U_K \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора.

Приводим сопротивление трансформатора к напряжению 0,4 кВ:

$$Z_T^{0,4} = 3,4 \times \frac{0,4^2}{6^2} = 0,015 \text{ Ом},$$

Для КТП ток трехфазного короткого замыкания в точке КЗ ВН составит:

$$I_{\text{КЗВН}} = \frac{U_H}{\sqrt{3} Z_C^{0,4} + Z_6^{0,4}}, \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗВН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,002 + 0,002} = 57,7 \text{ кА},$$

Приводим ток трехфазного КЗ в точке КЗ ВН к напряжению сети 6 кВ:

$$I_{\text{КЗ ВН}}^6 = 57,7 \times \frac{0,4}{6} = 3,84 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток трехфазного КЗ в точке КЗ НН:

$$I_{\text{КЗНН}} = \frac{U_{\text{Н}}}{\sqrt{3} Z_{\text{С}}^{0,4} + Z_{\text{Л}}^{0,4} + Z_{\text{Т}}^{0,4}}, \text{ кА},$$

$$I_{\text{КЗНН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,002 + 0,002 + 0,015} = 12,15 \text{ кА}.$$

Рассчитываем тока КЗ при параллельной работе трансформаторов по напряжению 0,4 кВ:

$$I_{\text{КЗНН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,002 + 0,002 + 0,0075} = 20,08 \text{ кА}.$$

Рассчитываем ток КЗ при питании КТП от ПС ПС-35/6 «Моркваши»:

Ток КЗ на шинах ПС-35/6 «Моркваши» в точке КЗ С составляет 1,5 кА.

При расчете все сопротивления элементов сети 6 кВ приведены к низкому напряжению 0,4 кВ:

$$Z_{\text{С}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \times 1,5} = 2,4 \text{ Ом},$$

Приводим сопротивление системы напряжению 0,4 кВ:

$$Z_{\text{С}}^{0,4} = 2,4 \times \frac{0,4^2}{6^2} = 0,01 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление участка ВЛ 6 кВ от ПС 35/6 «Моркваши»:

$$R_6 = r_0 \times L_6 = 0,42 \times 1,2 = 0,504 \text{ Ом},$$

$$X_6 = x_0 \times L_6 = 0,06 \times 1,3 = 0,072 \text{ Ом},$$

$$Z_6 = \sqrt{R_6^2 + X_6^2} = \sqrt{0,504^2 + 0,072^2} = 0,51 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление участка КЛ 6 кВ от ПС 35/6 «Моркваши»:

$$R_6 = r_0 \times L_6 = 0,42 \times 0,2 = 0,084 \text{ Ом},$$

$$X_6 = x_0 \times L_6 = 0,07 \times 0,2 = 0,014 \text{ Ом},$$

$$Z_6 = \sqrt{R_6^2 + X_6^2} = \sqrt{0,084^2 + 0,014^2} = 0,085 \text{ Ом},$$

Рассчитываем полное сопротивление КВЛ 6 кВ:

$$Z_6 = 0,51 + 0,085 = 0,595 \text{ Ом},$$

Приводим сопротивление КВЛ 6 кВ от ПС 35/6 «Моркваши», к напряжению 0,4 кВ:

$$Z_6^{0,4} = 0,595 \times \frac{0,4^2}{6^2} = 0,0026 \text{ Ом},$$

Рассчитываем ток трехфазного КЗ в точке КЗ ВН при питании от ПС 35/6 «Моркваши»:

$$I_{\text{КЗВН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,01 + 0,0026} = 18,3 \text{ кА},$$

Приводим ток трехфазного КЗ в точке КЗ ВН к напряжению 6 кВ:

$$I_{\text{КЗВН}}^6 = 18,3 \times \frac{0,4}{6} = 1,22 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток трехфазного КЗ в точке КЗ НН:

$$I_{\text{КЗНН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,01 + 0,0026 + 0,015} = 8,36 \text{ кА}.$$

Рассчитываем тока КЗ при параллельной работе трансформаторов по напряжению 0,4 кВ:

$$I_{\text{КЗНН}} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,01 + 0,0026 + 0,0075} = 11,5 \text{ кА}.$$

Все расчётные данные КЗ на стороне ВН и НН трансформаторов занесены в Таблицу 11.2.

11.2 Расчёт тока КЗ в сети 0,4 кВ.

Рассчитываем: сопротивления линий 0,4 кВ:

$$R_{\text{Л1}} = r_0 \times L_{0,4}, \text{ Ом}, \quad (11.3)$$

$$X_{\text{Л1}} = x_0 \times L_{0,4}, \text{ Ом}, \quad (11.4)$$

$$Z_{Л1} = \sqrt{R_{Л1}^2 + X_{Л1}^2}, \text{ Ом}, \quad (11.5)$$

Рассчитываем сопротивление кабельных линий 0,38 кВ согласно выражениям 11.3 – 11.5 и полученные значения заносим в Таблицу 11.1.

Таблица 11.1 – Значение сопротивлений линий 0,38 кВ

| № Л | Марка кабеля | R кабель Ом | X кабель Ом | Z кабель Ом |
|-----|--------------|-------------|---------------|-------------|
| 1 | АВБбШв 4x120 | 0,011+0,013 | 0,003+0,003 | 0,012+0,013 |
| 2 | АВБбШв 4x95 | 0,003+0,019 | 0,0006+0,0036 | 0,003+0,019 |
| 3 | АВБбШв 4x50 | 0,096+0,018 | 0,01+0,002 | 0,1+0,02 |
| 4 | АВБбШв 4x50 | 0,105+0,012 | 0,01+0,001 | 0,105+0,012 |
| 5 | АВБбШв 4x50 | 0,072+0,012 | 0,007+0,001 | 0,072+0,012 |
| 6 | АВБбШв 4x95 | 0,04+0,0064 | 0,008+0,001 | 0,04+0,006 |
| 7 | АВБбШв 4x95 | 0,035+0,012 | 0,008+0,003 | 0,036+0,012 |

Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ, показанной на Рисунок 11.2 рассчитываем токи КЗ в указанных местах.

Рассчитываем ток трёхфазного КЗ в точке КЗ 1 Л1:

$$I_{КЗ1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} Z_C^{0,4} + Z_6^{0,4} + Z_T^{0,4} + Z_{Л1}}, \text{ кА},$$

$$I_{КЗ1}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times 0,002 + 0,002 + 0,015 + 0,012} = 7,45 \text{ кА}$$

Рассчитываем ток двухфазного КЗ в точке КЗ 1 Л1:

$$I_{КЗ1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{КЗ1}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (11.6)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \times 7,45 = 6,45 \text{ кА},$$

Рассчитываем ток однофазного КЗ в точке КЗ 1 Л1:

$$I_{\text{КЗ1}}^1 = \frac{U_{\phi}}{Z_{\Pi} + \frac{Z_{\text{ТО}}}{3}}, \text{ кА}, \quad (11.7)$$

где $U_{\text{a}} = 220 \text{ В}$ – фазное напряжение;

$Z_{\text{ТО}}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ;

Z_{Π} – сопротивление петли «фаза – ноль».

При расчёте сечения фазного и нулевого провода в кабеле одинаковы

$$Z_{\Pi} = 2 \times Z_{\text{Л1}} = 2 \times 0,012 = 0,024 \text{ Ом},$$

$$I_{\text{КЗ1}}^1 = \frac{0,4 \div \sqrt{3}}{0,024 + \frac{0,25}{3}} = 2,05 \text{ кА},$$

Остальные токи КЗ в указанных точках сети 0,4 кВ рассчитываем аналогичным методом и заносу в таблицу 10.2.

Таблица 11.2 – Уровень токов КЗ в сети 6 и 0,38 кВ

| | $I_{\text{КЗ ВН}}^6$ кА | $I_{\text{КЗНН}}$ кА | $I_{\text{КЗНН}}$ парал.кА | $I_{\text{КЗ1}}^{(3)}$ кА | $I_{\text{КЗ1}}^2$ кА | $I_{\text{КЗ1}}^1$ кА |
|-------|----------------------------|-------------------------|-------------------------------|------------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Т 1 | 3,84 | 12,15 | 20,08 | | | |
| Т 2 | 1,22 | 8,36 | 11,5 | | | |
| КЗ 1 | | | | 7,45 | 6,45 | 2,05 |
| КЗ 2 | | | | 5,24 | 4,54 | 1,7 |
| КЗ 3 | | | | 9,24 | 8 | 2,56 |
| КЗ 4 | | | | 5,64 | 4,85 | 1,86 |
| КЗ 5 | | | | 1,94 | 1,67 | 0,82 |
| КЗ 6 | | | | 1,66 | 1,43 | 0,72 |
| КЗ 7 | | | | 1,86 | 1,6 | 0,79 |
| КЗ 8 | | | | 1,7 | 1,4 | 0,73 |
| КЗ 9 | | | | 2,54 | 2,18 | 1,03 |
| КЗ 10 | | | | 2,24 | 1,92 | 0,93 |
| КЗ 11 | | | | 3,91 | 3,36 | 1,44 |
| КЗ 12 | | | | 3,55 | 3,05 | 1,34 |
| КЗ 13 | | | | 4,2 | 3,6 | 1,52 |
| КЗ 14 | | | | 3,44 | 2,96 | 1,31 |

12 Выбор электрических аппаратов КТП 6/0,4 кВ

12.1 Общие требования при выборе КА

Согласно требованиям ПУЭ электрические аппараты выбираем по следующим параметрам:

1. в соответствии конструкции и роду установки;
2. по номинальному току и номинальному напряжению;
3. проверяют по коммутационным способностям коммутационного аппарата, (при КЗ на термическую и электродинамическую устойчивость).

Рассчитываем максимальный рабочий ток приходящийся на КТП на стороне высокого и низкого напряжения.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения равен:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (12.1)$$

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{882,5}{\sqrt{3} \times 6} = 84,9 \text{ А},$$

Максимальный рабочий ток на стороне низкого напряжения равен:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (12.2)$$

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = \frac{882,5}{\sqrt{3} \times 0,4} = 1274 \text{ А},$$

Рассчитываем значение ударного тока трехфазного КЗ на шинах 6 кВ при питании КТП от ПС-110/35/6 «Ремзавод»:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \times k_{уд} \times I_k, \text{ А}, \quad (12.3)$$

где I_k – действующее значение установившегося тока КЗ, А;

$k_{уд}$ – ударный коэффициент рассчитываем согласно выражению:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (12.4)$$

где T_a – постоянная времени затухания рассчитываем по выражению:

$$T_a = \frac{L_k}{R_k} = \frac{X_6}{\omega \times R_6}, \quad (12.5)$$

где ω – угловая частота соответствует 314.

$$T_a = \frac{0,1}{314 \times 0,54} = 0,7 \text{ с},$$

соответственно:

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,7}} = 1,98$$

Рассчитываем значение ударного тока на шинах 6 и 0,4 кВ:

$$i_{уд}^6 = \sqrt{2} \times 1,98 \times 3,84 = 10,75 \text{ кА},$$

$$i_{уд}^{0,4} = \sqrt{2} \times 1,42 \times 12,15 = 34,02 \text{ кА},$$

Рассчитываем значение ударного тока трехфазного КЗ на шинах 6 кВ при питании КТП от ПС 35/6 «Моркваши»:

$$T_a = \frac{2,4 + 0,086}{314 \times 0,588} = 0,013 \text{ с,}$$

$$k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,013}} = 1,46,$$

Рассчитываем значение ударного тока на шинах 6 и 0,4 кВ:

$$i_{уд}^6 = \bar{2} \times 1,46 \times 1,22 = 2,52 \text{ кА,}$$

$$i_{уд}^{0,4} = \bar{2} \times 1,46 \times 8,36 = 17,26 \text{ кА,}$$

Таблица 12.1 – Максимальные рабочие и аварийные токи на шинах КТП при питании от ПС 110/35/6 «Ремзавод» и ПС 35/6 «Моркваши»

| Шины ВН | | | Шины НН | | |
|---------------------------------------|----------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|
| при питании от ПС 110/35/6 «Ремзавод» | | | | | |
| $I_{\max p}, \text{ А}$ | $I_{КЗ}, \text{ кА}$ | $I_{уд}, \text{ кА}$ | $I_{\max p}, \text{ А}$ | $I_{КЗ}, \text{ кА}$ | $I_{уд}, \text{ кА}$ |
| 84,9 | 3,84 | 10,75 | 1274 | 12,15 | 34,02 |
| при питании от ПС 35/6 «Моркваши» | | | | | |
| $I_{\max p}, \text{ А}$ | $I_{КЗ}, \text{ кА}$ | $I_{уд}, \text{ кА}$ | $I_{\max p}, \text{ А}$ | $I_{КЗ}, \text{ кА}$ | $I_{уд}, \text{ кА}$ |
| 84,9 | 1,22 | 2,52 | 1274 | 8,36 | 17,26 |

12.2 Выбор электрооборудования вводной ячейки 6 кВ КТП

Для снижения стоимости комплектного распределительного устройства 6 кВ вместо вводного силового выключателя мощности для отключения рабочей нагрузки устанавливаем выключатель нагрузки (ВН), с расчётом на способность к отключению рабочих токов линии и трансформатора.

Выбор ВН производится по тем же параметрам, как и разъединитель. При выборе ВН с ПК в КТП необходимо учесть недостаточную чувствительность предохранителей к перегрузке трансформатора.

Использовать выключателя нагрузки типа ВНА-СЭЩ 10 кВ.

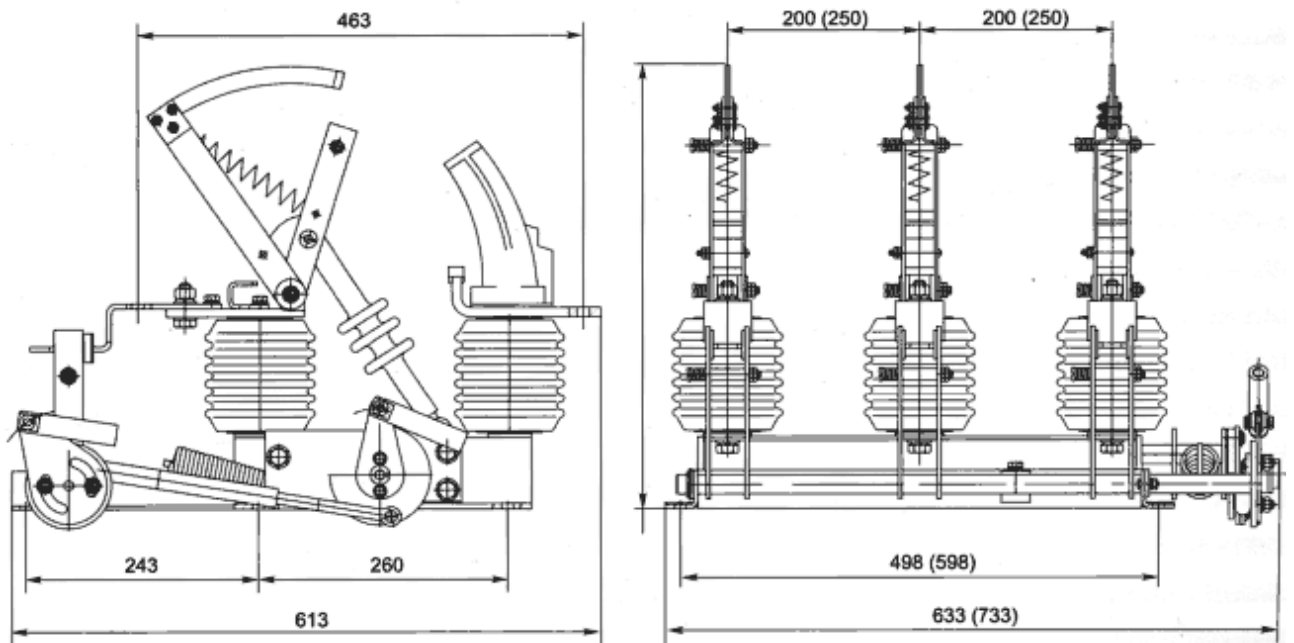


Рисунок 12.1 – Выключатель нагрузки ВНА-СЭЩ 10 кВ

Общее описание ВНА-СЭЩ 10 кВ

Выключатель ВНА предназначен для коммутации под нагрузкой цепей трёхфазного тока с напряжением 6, 10 кВ в комплектных трансформаторных подстанциях.

Таблица 12.2 – Технические характеристики ВНА СЭЩ-10

| Наименование параметра | ВНА СЭЩ-10 с заземляющими ножами и предохранителями |
|---|---|
| $U_{\text{ном}}$, кВ | 6 - 10 |
| $I_{\text{ном}}$, А | 630 |
| $I_{\text{дин}}$, кА 3 сек | 5 |
| $I_{\text{период}}$ КЗ, кА | 20 |
| t - окружающего воздуха, С | +40°, -45° |
| принцип гашения дуги | Автогазовый |
| Вид привода | Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине |
| Наличие встроенных элементов защиты и заземления. | Со встроенными плавкими предохранителями, с отключения аппарата при перегорании предохранителей |
| Наличие видимого воздушного промежутка между контактами полюсов отключенного выключателя. | Между контактами полюса отключенного ВН имеется видимый промежуток. |

Условие проверки ВН:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (12.6)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}, \quad (12.7)$$

где $t_{\text{К}}$ – время протекания тока трехфазного КЗ на шинах 6 кВ КТП, равен 2 с, необходимое время для отключения выключателя со стороны источника тока.

$$I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}} = 3,84^2 \times 2 = 29,5 \text{ кА}^2 \times \text{с},$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} = 5^2 \times 3 = 75 \text{ кА}^2$$

Полученные результаты расчётов занесены в таблицу 11.3.

Таблица 12.3 – Расчётные значения при выборе ВН

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|--|------------------------|--------------------|
| $U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$ | 6 кВ | 10кВ |
| $I_{\text{рн}} > I_{\text{расч}}$ | 84,9 А | 630 А |
| $I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{К}}^2 \times t_{\text{К}}$ | 29,5 кА ² с | 75 кА ² |
| $i_{\text{у}} < i_{\text{пр.с}}$, | 2,52 кА | 20 кА |

Выбранный ВН соответствует все требованиям.

12.3 Выбор плавких предохранителей 6 кВ

Для защиты силового трансформатора от многофазных коротких замыканий возникших в обмотках, и так же на выводах, в разы превышающие допустимые токи отключения ВН, будут установлены кварцевые предохранители (ПК).

Для удобства обслуживания ячейки ВН, а также для селективности отключения повреждённого участка в сети 6 кВ, предохранители устанавливаем перед ВН, считая от источника питания.

Номинальный ток плавких вставок ПК рассчитываем так, чтобы не возникало излишнее срабатывание предохранителя, из-за возникающих толчков тока при постановке трансформатора под напряжения.

Рассчитываем ток плавкой вставки предохранителя учитывая максимальный ток нагрузки:

$$I_{ПВ} \geq 1,25 \times I_{\text{макс р}}^{\text{ВН}}, \quad (12.8)$$

Рассчитываем ток плавкой вставки от номинального тока трансформатора на стороне 6 кВ:

$$I_{ПВ} \geq 2 - 3 \times I_{\text{н.тр}}, \quad (12.9)$$

$$I_{\text{н.тр}} = \frac{630}{\sqrt{3} \times 6} = 60,7 \text{ А},$$

$$I_{ПВ} \geq 1,25 \times 84,9 = 106,12 \text{ А},$$

$$I_{ПВ} \geq 2 \times 60,7 = 121,4 \text{ А},$$

Согласно произведённым расчётам выбираем предохранители типа ПК-6 с током плавкой вставки 160 А.

12.4 Выбор автоматических выключателей на стороне 0,4 кВ

Для защиты трансформатора от перегрузки и селективного отключения токов КЗ со стороны 0,4 кВ выбираем также автоматические выключатели типа ВА-СЭЩ АН.

Автоматические автогазовые выключатели ВА-СЭЩ-В изготавливаются на номинальный ток от 630 до 6300 А.

ВА-СЭЩ-В укомплектовывается цифровым реле отключения, с возможностью настройки токовой защиты через встроенный терминал ввода.

Данные автоматические выключатели применяются в качестве вводных, межсекционных и фидерных выключателей, где требуется оперативное включение, отключение, аварийного отключения потребителей 0,4 кВ.

Автоматический выключатель способен надёжно обеспечить защищаемую цепь от:

1. перегрузки оборудования;
2. короткого замыкания;
3. небалансов тока и напряжения
4. пониженного или повышенного напряжения;
5. пониженной и повышенной частоты.

Также в ВН оснащён системой позволяющей измерять любые параметры тока (мощность, энергия, частота, коэффициент мощности, и т.д.) в реальное время.

Таблица 12.4 – Номинальные данные ВА-СЭЩ АН

| | |
|--|--------------|
| $U_{\text{ном}}, \text{В}$ | 690 |
| $U_{\text{Наибольшее рабочее}}, \text{кВ}$ | 1 |
| $I_{\text{ном}}, \text{А}$ | 1600 |
| $I_{\text{откл}}, \text{кА}$ | 85 |
| $T_{\text{откл}}, \text{мс}$ | 40 |
| $T_{\text{вкл}}, \text{мс}$ | 80 |
| t - окружающего воздуха, С | (+40), (-45) |

Расчётные данные занесены в таблицу 12.5.

Таблица 12.5 – Расчётные значения при выборе ВН 0,38 кВ

| Условия выбора | Расчетные данные | Каталожные данные |
|---------------------|------------------|-------------------|
| $U_{нр} > U_{ном}$ | 0,4 кВ | 0,69кВ |
| $I_{рн} > I_{расч}$ | 1274 А | 1600 А |
| $i_y < i_{пр.с}$, | 34,02 кА | 85 кА |

Выбранный автоматический выключатель ВА-СЭЩ АН соответствует всем параметрам и может быть использован для защиты трансформатора и автоматического включения резерва на стороне 0,38 кВ.

12.5 Защита линий 0,4 кВ.

Для защиты ВЛ 0,38 кВ применяем автоматические выключатели типа TD и TS с встроенными тепловыми и электромагнитными расцепителями.

Ток для теплового расцепителя автоматического выключателя рассчитываем согласно требованию:

$$I_T \geq 1,1 - 1,3 \times I_{\max p}, \quad (12.10)$$

Коэффициент надежности k_n автоматического автомата должен быть от 1,1 до 1,3. Если нагрузка состоит из электронагревательных приборов и освещение, то k_n составляет 1,1.

Рассчитываем коэффициент чувствительности для теплового расцепителя:

$$k_{ч}^T = \frac{I_k^1}{I_T}, \quad (12.11)$$

где I_k^1 – минимальный ток однофазного КЗ в удаленной точке линии,
А.

Также ток теплового расцепителя должен соответствовать условию:

$$k_q^T \geq 3, \quad (12.12)$$

Для линии Л1:

$$I_T = I_{\max p} \times 1,1$$

$$I_T \geq 1,1 \times 203,9 = 224,68 \text{ А,}$$

Выбираем автоматический выключатель TS-250 с номинальным током теплового расцепителя $I_T = 250 \text{ А}$.

$$k_q^T = \frac{1700}{250} = 6,8 > 3,$$

Условие выполняется.

Рассчитываем ток электромагнитного расцепителя автоматических выключателя:

$$I_{\text{э}} \geq 1,5 \times I_{\max p}, \text{ А,}$$

$$I_{\text{э}} \geq 1,5 \times 203,9 = 305,85 \text{ А,}$$

Коэффициент чувствительности электромагнитного расцепителя проверяется на выполнения условия:

$$k_{\text{ч}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{к}}^2}{I_{\text{э}}^2} \geq 1,2, \quad (12.13)$$

где $I_{\text{к}}^2$ – ток двухфазного КЗ линии.

Величина тока электромагнитного расцепителя кратна номинальному току теплового расцепителя, и имеет значения – $3 \times I_{\text{ТН}}$; $7 \times I_{\text{ТН}}$; $10 \times I_{\text{ТН}}$ и т.д.

Выбранный автоматический выключатель с $I_{\text{ТН}} = 250$ А.

Уставку по току электромагнитного расцепителя принимаем равным:

$I_{\text{ЭН}} = 3 \times I_{\text{ТН}} = 3 \times 250 = 750$ А и рассчитываю как:

$$k_{\text{ч}}^{\text{э}} = \frac{4540}{750} = 6 \geq 1,2,$$

Также у автоматического выключателя предельный ток отключения составляет $I_{\text{пред}} = 10$ кА, который превышает максимальный ток КЗ на защищаемой линии.

Все условия по выбору автоматического выключателя соответствуют норме. Остальные присоединения выбираю таким же методом и заносу в таблицу 12.6.

Таблица 12.6 – номинальные значения автоматов для защиты линий

| | $I_{\text{макс р}}$ | $I_{\text{КЗ1}}^1$ кА | $I_{\text{КЗ1}}^2$ кА | $I_{\text{Т}}$ А | $I_{\text{э}}$ А |
|----|---------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|---------------------|
| Л1 | 203,9 | 1,7 | 4,54 | 250 | 750 |
| Л2 | 234,2 | 1,86 | 4,85 | 250 | 750 |
| Л3 | 105,2 | 0,72 | 1,4 | 125 | 375 |
| Л4 | 123,8 | 0,73 | 1,4 | 160 | 480 |
| Л5 | 104,2 | 0,93 | 1,92 | 125 | 375 |
| Л6 | 174,8 | 1,34 | 3,05 | 250 | 750 |
| Л7 | 155,7 | 2,96 | 1,31 | 200 | 600 |

13 Расчёт защитного заземления КТП

Расчёт заземляющего контура, производим для определения количества заземляющих стержней, которые будут расположены по намеченному контуру, вокруг КТП.

Требования, к заземляющему контуру, определяем согласно режиму работы нейтрали КТП.

Согласно правилам устройства электроустановок, допустимое сопротивление заземляющего контура сети 0,4 кВ равно 4 Ом. Так же правила разрешают не устанавливать повторные заземления на присоединениях длиной менее 200 м, и на кабельных линиях, так как обрыв нулевого провода в них маловероятен.

Для строительства контура защитного заземления используем:

для вертикального заземлителя металлические стержни, длиной $l = 5$ м, с диаметром стержня $d = 0,012$ м;

для горизонтального заземлителя стальную полосу с шириной 40 мм и толщиной 4 мм;

глубину заложения полосы выбираю $h = 0,5$ м;

длина полосы равняется периметру КТП с размерами 10×10 м;

удельное сопротивление грунта места расположения КТП – $\rho = 50$ Ом/м;

сопротивление заземлителя должно составлять $R_z = 0,5$ Ом.

Рассчитываем сопротивление растеканию вертикального заземлителя по формуле:

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{I} \times \lg \frac{2l}{d} + 0,5 \times \lg \frac{4t + l}{4t - l}, \quad (13.1)$$

Где $\rho_{\text{расч}}$ - расчётное сопротивление грунта;

Для уменьшения сопротивления заземляющего контура, в грунт забиваем расчётное количество вертикально расположенных стержней, а для выравнивания потенциала между ними, весь периметр контура связываем их стальной полосой. Так, как за счёт создания экранирующего воздействия между вертикальными стержнями и соединяющей полосой, условия для растекания тока ухудшатся, при расчете введём коэффициент экранирования, значения которого изменяются в зависимости от количества и взаимного расположения стержней

Расчётное сопротивление грунта рассчитываем по формуле:

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = k_c \times \rho, \quad 13.2$$

Где k_c – сезонный коэффициент принимаю равным 1,3;

l – длина заземлителя, м;

d – диаметр заземлителя, м;

b – ширина полосы (для угловой стали – ширина полки), м;

t – глубина заложения заземлителя, а для вертикальных электродов – соответствует расстоянию от поверхности земли до середины электрода в м, рассчитываем как:

$$t = h + 0,5 \times l, \quad (13.3)$$

$$t = 0,5 + 0,5 \times 5 = 3 \text{ м},$$

$$\rho_{\text{РАСЧ}} = 50 \times 1,3 = 65 \text{ Ом/м},$$

$$R_{\text{верт}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{2 \times 5}{0,012} + 0,5 \times \lg \frac{4 \times 3 + 5}{4 \times 3 - 5} = 16,4 \text{ Ом},$$

$N_{\text{вер}}$ – необходимое количество вертикальных стержней для заземлителя рассчитываем как:

$$N_c = \frac{R_{\text{верт}}}{R_3 \times \eta_{\text{вер}}}, \quad (13.4)$$

где $\eta_{\text{вер}}$ - коэффициент использования стержней;

R_3 – величина требуемого сопротивления заземляющего контура.

$$N_c = \frac{16,4}{4} = 4,1,$$

расчётное значение округляем до целого числа.

Получившиеся 5 стержней распределяем по периметру подстанции каждые $40/5=8$ м.

Производим расчёт заземляющего устройства, не учитывая сопротивления горизонтальных соединительных полос.

Определяем действительное число вертикальных электродов с учётом коэффициента экранирования при данном виде расположения стержней $\eta_{\text{вер}} = 0,68$:

$$N_c = \frac{16,4}{4 \times 0,55} = 7,45,$$

Рассчитываем сопротивление заземляющего контура с 8 вертикальными стержнями:

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{R_{\text{верт}}}{N_c \times \eta_{\text{вер}}}, \quad (13.5)$$

$$R_{\text{ВЗ}} = \frac{16,4}{8 \times 0,61} = 3,36 \text{ Ом},$$

Рассчитываем сопротивление растекание горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times \rho_{\text{расч}}}{l} \times \lg \frac{2 \times L^2}{b \times t}, \quad (13.6)$$

$$R_{\text{гор}} = \frac{0,366 \times 65}{5} \times \lg \frac{40^2}{0,04 \times 0,5} = 19,27 \text{ Ом},$$

Рассчитываем действующее сопротивление горизонтального заземлителя в контуре из 8 стержней с коэффициент использования полосы:

$$R_{\text{ГЗ}} = \frac{R_{\text{гор}}}{\eta_{\text{гор}}}, \quad (13.7)$$

$$R_{\text{ГЗ}} = \frac{19,27}{0,36} = 53 \text{ Ом},$$

$\eta_{\text{гор}}$ - коэффициент использования полосы принимаем равным 0,32.

$$R_{\text{зд}} = \frac{R_{\text{ВЗ}} \times R_{\text{ГЗ}}}{R_{\text{ВЗ}} + R_{\text{ГЗ}}} = \frac{3,36 \times 53}{3,36 + 53} = 3,2 \text{ Ом},$$

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура КТП, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 0,4 кВ, 8 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру КТП, связанные между собой полосой связи.

Заключение

В квалификационной работе «Электроснабжение нового микрорайона В-10» в городе Жигулёвск, рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения жилого микрорайона.

На основании произведённых расчётов потребляемой электрической нагрузки жилых домов и уличного освещения микрорайона, выбрано необходимое количество и мощность трансформаторов, выбрано оптимальное место расположения КТП 6/0,4 кВ.

По характеру потребителей микрорайона выбрана схема построения электрической сети 6 и 0,4 кВ от двух независимых источников. Также рассчитана сеть наружного уличного освещения с необходимым уровнем освещённости.

Рассчитано необходимое сечений кабельных и воздушных линий 6 кВ и 0,4 кВ, а также произведена проверка допустимого уровня потери напряжения в этих линиях.

На основании расчётов токов короткого замыкания выбраны вводные и секционные коммутационные аппараты с необходимой защитой и плавкими вставками на стороне 6 кВ.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления КТП.

Выбранный вариант электроснабжения микрорайона соответствует всем требованиям правил и норм городских распределительных электросетей.

Список использованных источников

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» – от 23.11.2009 N 261-ФЗ (ред. от 13.07.2015).
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации № 1715-р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. М. Изд. центр «Академия». 2012.
6. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
7. Алиев И. И. Казанский С. Б. Кабельные изделия: Справочник / И. И. Алиев, С. Б. Казанский. – М.: ИП Радио Софт. 2012.-224с.
8. Нормативы для определения расчетных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. – М., 2000.
9. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Неклепаева Б. Н. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 143 с.: ил. – Прил.: с. 136-143.
10. Козлов В. А. Городские распределительные сети /В. А. Козлов. – Л.: Энергия, 2012. – 274с.
11. Карякин Р. Н. Заземляющие устройства электроустановок / Р.Н. Карякин. – М.: Энергосервис. 2014. – 375с.

12. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчет нагрузки, распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012.
13. Шведов Г. В. Городские электрические распределительные сети / Г. В. Шведов. – М.: Изд-во МЭИ, 2011.
14. Вахнина В. В. Проектирование осветительных установок: учеб. пособие / В. В. Вахнина, О. В. Самолина, А. Н. Черненко, Т. А. Рыбалко. – Тольятти: ТГУ, 2015.
15. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения. Учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; Ин-т энергетики и электротехники; каф. "Электроснабжение и электротехника". – ТГУ. – Тольятти: ТГУ, 2016. - 78 с.
16. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Кнорринг Г. М. – М.: Оникс, 2012.
17. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для вузов. – М.: Высшая школа 2012.
18. Заземляющие устройства электроустановок: справочник / Р. К. Борисов и др. – М. Издательский дом МЭИ, 2013.
19. Справочник энергетика. Учебник. / В. И. Григорьев. 2014.
20. McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с.
21. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
22. Computational methods for electric power systems, third edition / Mariesa L. Shelter, Taylor & Francis Group, LCC, 2016. – 333с.
23. Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.
24. Electrical Power Transmission System Engineering: Analysis and Design, Third Edition – CRC Press, New York, 2014.-320с.