

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Электроснабжение коттеджного поселка

Обучающийся

М.В. Гераськин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент Т.С. Якушева

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Тема выпускной квалификационной работы «Электроснабжение коттеджного поселка». Коттеджный поселок расположен в селе Екатериновка Красноярского района Самарской области.

Согласно техническому заданию выполнен расчет электрических нагрузок потребителей коттеджного поселка, произведен выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов и КТП, выполнена электрическая схема системы электроснабжения коттеджного поселка.

Основная задача выпускной квалификационной работы представляла собой выбор наиболее подходящего и надежного электрического силового коммутационного и защитного оборудования. Произведен выбор токоведущих частей и выполнен расчет защитного заземления.

Пояснительная записка содержит 74 страницы, 24 рисунков и 14 таблиц.

Графическая часть выпускной квалификационной работы состоит из 6 чертежей формата А1.

Abstract

The theme of the final qualifying work is «Power supply of the cottage village». The cottage village is located in the village of Yekaterinovka, Krasnoyarsk district, Samara region.

According to the terms of reference, the calculation of the electrical loads of consumers of the cottage village was carried out, the choice of the type, number and power of power transformers and PTS was made, the electrical circuit of the power supply system of the cottage village was made.

The main task of the final qualifying work was the choice of the most suitable and reliable electrical power switching and protective equipment. The selection of current-carrying parts was made and the calculation of protective grounding was performed.

The explanatory note contains 74 pages, 24 figures and 14 tables.

The graphic part of the final qualification work consists of 6 drawings of A1 format.

Содержание

Введение	5
1 Характеристика электроснабжения коттеджного поселка.....	8
1.1 Выбор схемы электроснабжения	13
1.2 Выбор типа линии электропередач	15
1.3 Условия выбора силового трансформатора	19
1.4 Условия выбора приборов уличного освещения	21
2 Проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка с. Екатериновка	24
2.1 Расчет электрических нагрузок	24
2.2 Расчет уличного освещения	26
2.3 Расчет мощности и количества трансформаторов КТП. Выбор трансформаторов и КТП	30
2.4 Определение расположения КТП 10/0,4 кВ.....	37
2.5 Расчет токов короткого замыкания	39
2.6 Выбор, исполнение и монтаж заземления КТП.....	51
2.7 Выбор выключателей нагрузки КТП на стороне 10 кВ	54
2.8 Выбор разрядника	59
2.9 Выбор предохранителей на стороне 10 кВ	60
2.9 Выбор токопроводов ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ	61
2.10 Выбор трансформаторов тока.....	63
2.11 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ	65
2.12 Выбор аппаратов защиты в РУ-0,4 кВ КТП.....	66
Заключение	70
Список используемой литературы	72

Введение

На сегодняшний день наблюдается рост популярности выбора населения к проживанию на постоянной основе за пределами городской черты по причине более благоприятной экологической обстановки, а также широкой свободы вариантов строений и планов развития жилой инфраструктуры в целом. В соответствии с данной тенденцией, идет широкое освоение загородных территорий и их застройка, вследствие чего возводятся новые коттеджные поселки. Такие задачи в числе первых требуют необходимого обеспечения энергоресурсами будущего жилого массива.

Коттеджный поселок представляет собой пригородный или загородный жилой массив, включающий в себя малоэтажную частную застройку и прилегающие к ней земельные участки, различные объекты инфраструктуры и учреждения. Подобные жилищно-земельные комплексы возводятся по заранее составляемому генеральному плану застройки, учитывающему расположение всех необходимых строений на отводимой для застройки территории.

Коттеджные поселки не являются отдельным населенным пунктом, и обычно фактически принадлежат району существующего населенного пункта.

Обеспечение коттеджных поселков электроэнергией достигается за счет присоединения всех потребителей территории жилого фонда к центральной системе электроснабжения с учетом требуемых объемов передачи электроэнергии. Данные мероприятия являются главной целью работ по проектированию электроснабжения.

Проектирование электроснабжения выполняется при строительстве новых зданий и их дальнейшего подключения к сетям, при проведении капитального ремонта и модернизации систем электроснабжения, а также при реконструкции строений.

Проектирование электроснабжения жилого фонда, как правило, включает в себя:

- расчет нагрузки каждого отдельного строения и всего жилого фонда суммарно;
- выбор типа линий электропередач;
- расчет мощности трансформаторной подстанции и определение их количества и расположения;
- расчет мощности насосных станций системы водоснабжения;
- расчет системы наружного освещения;
- расчет экономической эффективности;
- выбор приборов учета электроэнергии;
- исполнение требований заказчика.

Степень сложности проводимых работ по проектированию зависит от нагрузки жилого фонда на схему электроснабжения. От площади поселка и числа сооружений зависит необходимое количество и тип размещаемых подстанций.

В тоже время система электроснабжения должна обладать гибкостью, поскольку подразумевается развитие поселка, а значит расширение жилого фонда и инфраструктуры и увеличение потребляемой мощности.

В качестве объекта проектирования был выбран коттеджный поселок, расположенный вдоль автодороги Р-241 в западной части территории с. Екатериновка.

Обеспечивать электроэнергией потребителей будет система электроснабжения, представляющая собой сети до 1000В и выше, и трансформаторные подстанции. Данная система электроснабжения призвана обеспечить передачу электроэнергии по всем питающим и распределительным сетям среднего напряжения 6(10) кВ до КТП, а также к внешним и внутренним сетям до 1000В.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка надежного и качественного электроснабжения коттеджного поселка с. Екатериновка.

В рамках данной работы проектирование выполняется с учетом электротехнических и экологических требований и ограничений, предъявляемых к электросетям и элементам электроснабжения коттеджных поселков.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи:

- произвести расчет суммарных электрических нагрузок потребителей;
- выбрать трансформаторы КТП и их количество;
- произвести расчет токов КЗ;
- выполнить расчет и выбор оборудования защитного заземления;
- выбрать и выполнить проверку типов проводов ВЛ 10 и 0,4 кВ;
- выбрать и выполнить проверку коммутационного и защитного электрооборудования на стороне 10 и 0,4 кВ.

1 Характеристика электроснабжения коттеджного поселка

В качестве объекта электроснабжения выступает жилой коттеджный массив, расположенный в западной части с. Екатериновка вдоль автодороги Р-241.

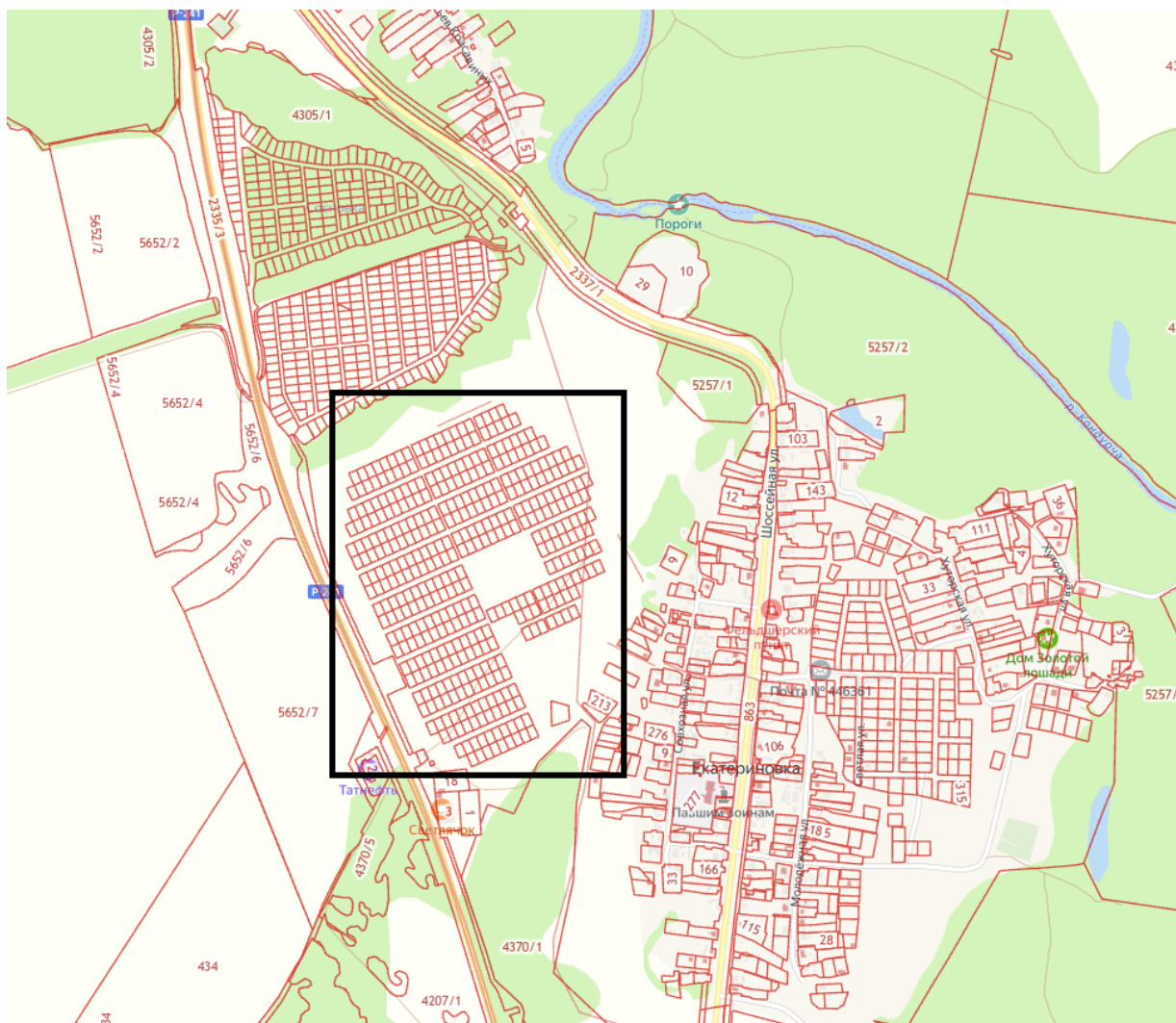


Рисунок 1 – Генплан коттеджного поселка

В соответствии с кадастровым планом (рисунок 1) на территории жилого массива планируется строительство 402 коттеджей.

Система электроснабжения поселка призвана обеспечить электроэнергией всех бытовых потребителей и коммунальные техпроцессы.

Питание будет осуществляться при помощи подключения фидера от ПС 35/10 кВ «Старый Буян», расположенной в с. Старый Буян к северу от объекта проектирования (рисунок 2).



Рисунок 2 – Расположение ПС 35/10 кВ «Старый Буян»

Подключаемый фидер с ПС 35/10 в свою очередь обеспечивает передачу электроэнергии по линии электропередач 10 кВ, расположенной вдоль Шоссейной улицы с. Екатериновка. В последствии, непосредственно к данной ЛЭП при помощи монтажа отпайки осуществляется подключение КТП 10/0,4 кВ, питающей потребителей коттеджного поселка. Вид осуществляемого подключения потребителей коттеджного поселка схематически изображен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Схематичное изображение эксплуатируемых ЛЭП и КТП

В проектируемой системе электроснабжения основную группу электроприемников составляют коммунальные и бытовые потребители, находящиеся на территории жилого массива.

Исходя из характеристики основных электроприемников коттеджного поселка, согласно п.1.2.18 ПУЭ системе электроснабжения присваивается III категория надежности, поскольку объект проектирования не относится к определению какой либо другой категории надежности, и, следовательно, возможное прерывание электроснабжения не представляет потенциальной

угрозы для жизни людей в условиях коттеджного поселка, а также не влечет за собой нарушения особо важных работ по ведению хозяйства [9].

Система электроснабжения поселка подразделяется на два класса напряжения – 10 кВ и 0,4 кВ.

Каждый из классов соответственно включает в себя составные элементы.

Схема электроснабжения 10 кВ включает в себя следующие элементы:

- источник питания в виде ПС 35/10 кВ «Старый Буян» с общей мощностью трансформаторов 10000 кВА;
- комплектные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ, обеспечивающие электроснабжение жилого массива;
- ВЛ 10 кВ, проходящая от ПС 35/10 кВ «Старый Буян» вдоль автодороги Р-241 и далее по ул. Шоссейной на территории с.Екатериновка и затем отпайкой уходящая к проектируемому поселку.

Схема электроснабжения 0,4 кВ включает в себя следующие элементы:

- 402 жилых коттеджа;
- ВЛ 0,4 кВ, проходящая от КТП до конечных потребителей вдоль улиц.

На опорах ВЛ 0,4 кВ в свою очередь предусмотрен монтаж самонесущего изолированного провода (СИП). Вместе с тем, на тех же опорах устанавливаются лампы уличного освещения.

Электроснабжение жилого дома осуществляется путем подвода питающего или провода СИП к дому от местных ЛЭП 0,4 кВ. Питающий кабель наружной проводки заводится в вводное устройство (ВУ) по пути от места врезки в ЛЭП до дома. Данный способ подвода питания к жилому дому представлен на рисунке 4.

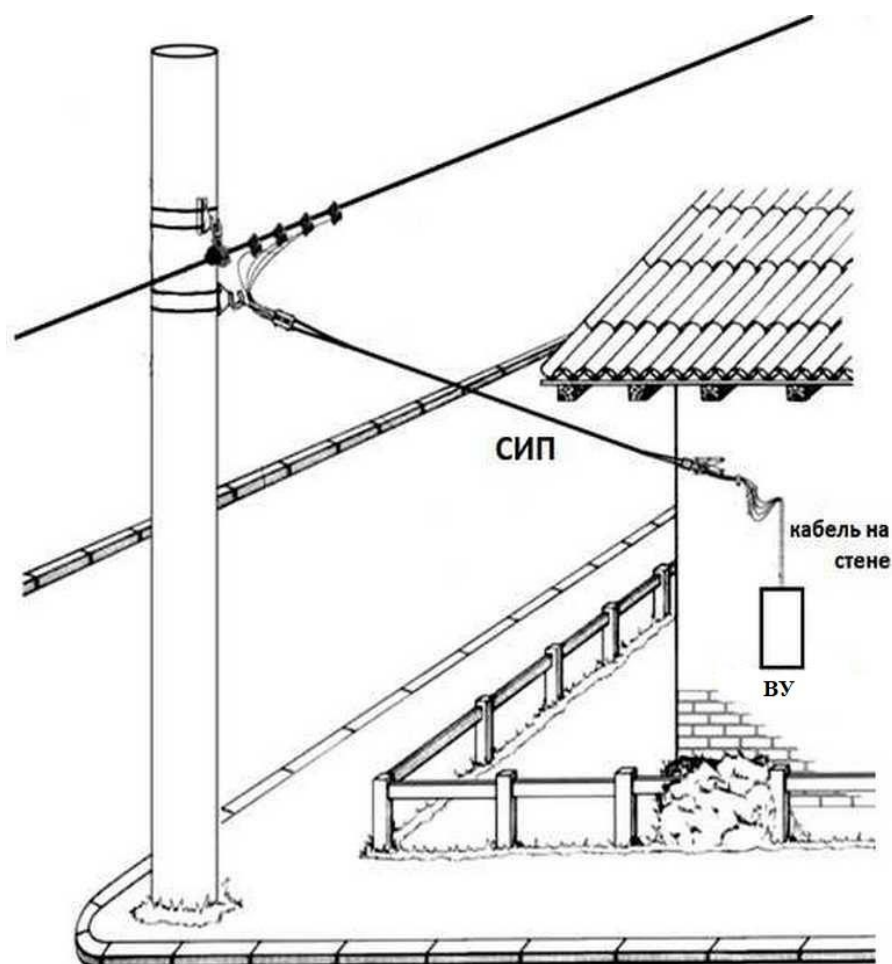


Рисунок 4 – Подключение электропитания жилого дома

На территории коттеджного поселка насчитывается 11 улиц. Домовладения расположены вдоль обеих сторон улицы.

Чтобы обеспечить комфортные условия для проживания в каждом отдельном жилом доме в последнее время все чаще используют автономные системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха. В условиях отсутствия центрального газоснабжения развитие получила практика установки настенных газовых двухконтурных котлов, обеспечивающих как отопление, так и горячее водоснабжение. Такие отопительные приборы размещаются под световыми проемами в местах, удобных для осмотра, очистки и ремонта.

Исходя из технического задания, суммарная нагрузка одного отдельного коттеджа принимается 15 кВт.

1.1 Выбор схемы электроснабжения

Подразделяются следующие типы «схем электроснабжения:

- радиальная схема;
- магистральная схема;
- радиально-магистральная (смешанная) схема.

Типы схем электроснабжения» [1] схематически представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Типы схем электроснабжения

При исполнении радиальной схемы электроснабжения передача электроэнергии осуществляется по линии от центра питания к конечному потребителю напрямую без промежуточных отборов мощности. Данная схема отличается, прежде всего, своей простотой и надежностью, однако вместе с этим имеет высокую стоимость вследствие необходимости отведения отдельных линий к каждому потребителю. Поэтому, такой тип схем будет рациональнее применять в случае подключения мощных потребителей электроэнергии, которые в свою очередь относятся ко II категории надежности электроснабжения. [3]

Отличие «магистральной» схемы электроснабжения заключается в подключении нескольких конечных потребителей к одной линии от центра питания на всем протяжении линии. Основным достоинством данной схемы

является менее дорогостоящее исполнение по сравнению с радиальной, к недостаткам же относятся усложнение схемы и низкая надежность электроснабжения» [1] потребителей.

Исходя из вышеописанного, можно сделать вывод, что для питания мощных потребителей и потребителей, требующих высокую надежность электроснабжения, необходимо подключение по радиальной схеме, а потребители малой мощности объединяют в одну группу для подключения по магистральной схеме.

Но «на практике схемы электроснабжения редко выполняются исключительно в соответствии радиальной либо магистральной схемах электроснабжения» [1]. По этой причине выделяют также радиально-магистральную (смешанную) схему электроснабжения, которая включает в себя особенности обоих вышеперечисленных видов схем.

Рассмотрев характерные отличия и особенности существующих видов исполнения схем электроснабжения, для проектирования электроснабжения коттеджного поселка выбирается смешанная схема электроснабжения, сочетающая в себе достоинства как радиальной, так и магистральной схемы электроснабжения, и позволяющая в необходимом объеме выполнить поставленные задачи и создать схему с требуемыми технико-экономическими показателями. Типовой вариант однолинейной смешанной схемы электроснабжения изображен на рисунке 6.

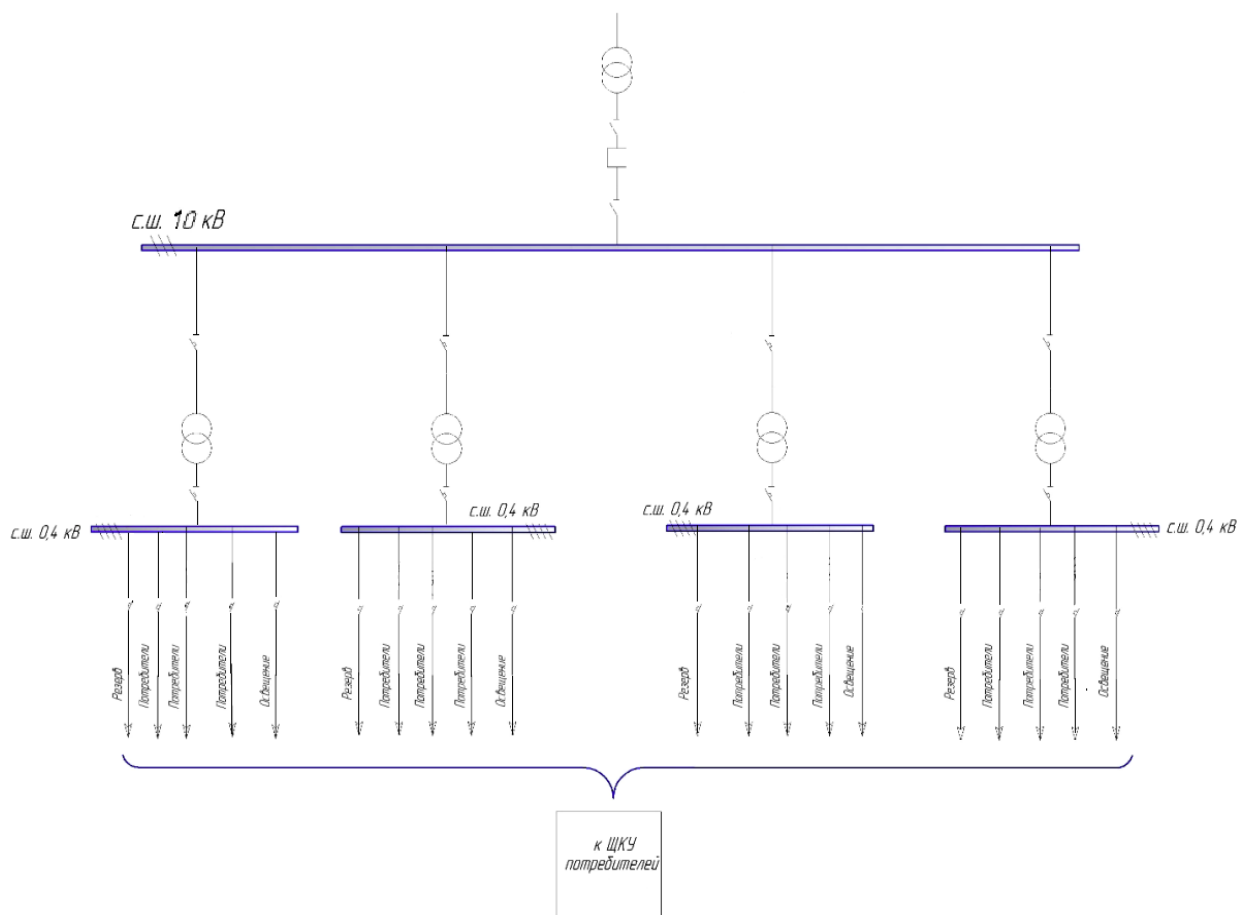


Рисунок 6 – Однолинейная схема электроснабжения 10/0,4 кВ

1.2 Выбор типа линии электропередач

На сегодняшний день сооружение линий электропередач происходит двумя способами:

- кабельная линия (КЛ);
- воздушная линия (ВЛ).

Кабельная линия (рисунок 7) представляет собой линию передачи электроэнергии, выполненную в виде одного или нескольких кабельных проводов, прокладываемых в специально предназначенных подземных траншеях, блоках, тоннелях или в надземных эстакадах с применением соединительных, стопорных и концевых кабельных муфт.



Рисунок 7 – Кабельная линия электропередач

В числе положительных качеств кабельные линии обладают высоким уровнем надежности, меньшей подверженностью влиянию внешней среды и вместе с этим меньшим уровнем собственного влияния на нее электромагнитным излучением, а также они отличаются компактностью [23].

Кабельные линии, однако, имеют несколько немаловажных негативных особенностей, такие как затруднение проведения плановых работ по осмотру и ремонту, и, как следствие, сложность обнаружения и ликвидации повреждений. Также кабельные линии имеют невысокую пропускную способность по сравнению с проводами воздушной линий того же сечения, причем стоимость прокладки кабельной линии значительно увеличивается с повышением напряжения.

Воздушная линия (рисунок 8) является линией передачи электроэнергии, возведение которой производится при помощи проводов, монтируемых через изоляторы и арматуру к траверсам опор и находящихся над землей в открытом воздухе.



Рисунок 8 – Воздушная линия электропередач

Воздушные линии обладают многими достоинствами, а именно низкой стоимостью, простотой локализации повреждений, возможностью выполнить ответвления от линии, большой пропускной способностью [17].

Главный недостаток воздушных линий заключается в подверженности провода негативному воздействию внешней среды, т.е. порывам ветра, образованию гололеда, налету птиц.

Использование самонесущего изолированного провода СИП (рисунок 9) при строительстве линий электропередачи позволяет увеличить полезные действия воздушных линий и одновременно минимизировать негативное влияние ее недостатков на работу системы качество поставляемой электроэнергии.



Рисунок 9 – Провода СИП на опоре ВЛ 0,4 кВ

Применяя самонесущий изолированный провод СИП при возведении ВЛ классами напряжений 10 и 0,4 кВ можно отметить следующие положительные свойства:

- исключение возникновения коротких замыканий в случае касания проводами расположенных вблизи деревьев, сооружений и самих

жил проводов между собой, что обеспечивает высокую надежность эксплуатации;

- скомпенсированное влияние окружающей среды на повреждение линии за счет изоляции проводов;
- сокращение безопасных расстояний до жилых домов и инженерных объектов, прорубание более узкой просеки среди деревьев, увеличенная длина пролета;
- возможность подвода провода по фасаду здания, использование коротких опор, возможность не применять изоляторы и траверсы, что обеспечивает удешевление и простоту монтажа опор, а также сокращение объемов и времени работ.

Ознакомившись с применяемыми видами линий электропередач и их отличиями, для создания линии электропередач по обеспечению питания электроэнергией коттеджного поселка наиболее подходящим способом является возведение воздушной линии с использованием проводов СИП.

К применению выбираются следующие типы проводов СИП:

- для ВЛ 10 кВ – СИП-3 – одножильный с уплотненной алюминиевой токопроводящей жилой и сшитой светостабилизированной полиэтиленовой изоляцией;
- для ВЛ 0,4 кВ – СИП-2 – многожильный с уплотненными алюминиевыми токопроводящими и нулевой жилами и сшитой светостабилизированной полиэтиленовой изоляцией [6].

1.3 Условия выбора силового трансформатора

«По типу своей конструкции силовые трансформаторы подразделяются на два основных типа:

- масляные (рисунок 10);
- сухие (рисунок 11).» [7].



Рисунок 10 – Масляный силовой трансформатор



Рисунок 11 – Сухой силовой трансформатор

В данное время большое предпочтение по выбору типа силового трансформатора в системах электроснабжения отдается масляным трансформаторам, по причине того, что данный тип трансформаторов обладает более совершенной системой охлаждения, что повышает надежность работы трансформатора и его мощность и позволяет ему

выдерживать длительные нагрузки [22]. Кроме того, в масляных трансформаторах обеспечивается герметичность обмоток и магнитопровода от воздействий окружающей среды по причине использования масляного бака с применением технологий вакуумирования при заливке масла. Благодаря этому масляные трансформаторы не требуют частого ремонта, однако по причине пожароопасности к ним предъявляется требование к оборудованию дополнительной защиты и запрет на установку внутри помещений.

Стоит отметить, что в сухих трансформаторах обмотки в течение всего срока эксплуатации подвергаются образованию микротрещин, которые приводят к процессу тлеющего пробоя. При этом изоляция обмоток со временем прогорает, что приводит к межвитковому или межслоевому короткому замыканию и впоследствии к выгоранию самих обмоток. Данное явление происходит в течение длительного времени, оставаясь незаметным до момента аварии.

Отметив основные преимущества и недостатки видов силовых трансформаторов, перспективным вариантом к установке в систему электроснабжения поселка выбирается трансформатор масляного типа.

1.4 Условия выбора приборов уличного освещения

Улицы коттеджного поселка обеспечивают передвижение автотранспорта с установленной скоростью не более 40 км/ч и пешеходное движение [6]. В рассматриваемом коттеджном поселке, согласно генплану, конфигурация улиц – прямая, ориентация по порядковым номерам. Каждое домовладение имеет один выход в сторону улицы.

В процессе проектирования освещения поселка главной задачей является обеспечение нормируемой освещенности улиц в темное время суток. Требуемые нормы освещенности, из которых следует исходить при проектировании освещения улиц и дорог в коттеджных поселках,

устанавливает СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» (таблица 1).

Таблица 1 – Нормируемые показатели освещения улиц и дорог сельских поселений

Освещаемые объекты	$E_{ср}$, лк, не менее	U_h , не менее
Главные улицы, площади общественных и торговых центров	10,0	0,25
Улицы в жилой застройке:		
- основные	6,0	
- второстепенные (переулки)	4,0	
Поселковые дороги, проезды на территории садовых товариществ и дачных кооперативов	2,0	0,10

По таблице 1 из СП 52.13330.2016 определена средняя освещенность дорожного покрытия территории коттеджного поселка, равная 2 лк [17].

При выборе приборов освещения учитывается множество факторов, характеризующих работу источника света.

К ним относятся:

- световая отдача;
- спектральные характеристики;
- срок службы;
- условия среды;
- площадь освещаемого участка.

Светоотдача является важным параметром работы «светильника, который характеризует собой отношение излучаемого светового потока к потребляемой мощности источника света» [2]. Светоотдача позволяет судить об эффективности и экономичности прибора освещения.

В современных условиях к установке в качестве приборов освещения более часто применяются светодиодные светильники. Они имеют светоотдачу, значительно превосходящую светоотдачу уличных светильников с газоразрядными лампами ДНаТ. Кроме того, светодиодные

светильники имеют сравнительно большой срок службы и не вызывают скачка напряжения в момент включения. Также они отличаются простотой в обслуживании – светодиодные светильники не требуют регулярной замены ламп.

Таким образом, отметив превосходство современных светодиодных светильников над светильниками с газоразрядными лампами, светодиодные светильники являются оптимальным выбором для применения в приборах наружного освещения коттеджного поселка.

Вывод. В данном разделе выпускной квалификационной работы была приведена характеристика объекта проектирования с учетом данных технического задания. Были отмечены основные отличительные особенности объекта проектирования, на основе которых был произведен анализ необходимых условий и требований к дальнейшему расчету и выбору наиболее подходящего оборудования, необходимого к установке в системе электроснабжения коттеджного поселка.

2 Проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка с. Екатериновка

2.1 Расчет электрических нагрузок

Расчет «электрических нагрузок жилого массива выполняется в соответствии с предписаниями РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» [14].

«Расчетная электрическая нагрузка жилых зданий микрорайона (квартала).

$P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4 кВ ТП ориентировочно может определяться по формуле 1:

$$P_{р.мр.} = P_{р.ж.д.уд} \cdot S \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м², приведена в таблице 2;

S – общая площадь жилых домов микрорайона, м²» [14].

Таблица 2 – Удельные расчетные электрические нагрузки, Вт/м², жилых зданий на шинах 0,4 кВ ТП

№. п.п.	Этажность застройки	Здание с плитами		
		на природном газе	на сжиженном газе или твердом топливе	электрическими
1.	1-2 этажа	15,0/0,96	18,4/0,96	20,7/0,98
2.	3-5 этажей	15,8/0,96	19,3/0,96	20,8/0,98
3.	Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажей			
	20%	15,6/0,94	17,2/0,94	20,2/0,97
	50%	16,3/0,93	17,9/0,93	20,9/0,97
	100%	17,4/0,92	19,0/0,92	21,8/0,96
4.	Более 5 этажей с квартирами повышенной комфортности (элитными)	-	-	17,8/0,96

«1. В таблице учтены нагрузки насосов систем отопления, горячего снабжения и подкачки воды, установленных в ЦТП, или индивидуальных в каждом здании, лифтов и наружного освещения территории микрорайонов и не учтены нагрузки электроотопления, электроводонагрева и бытовых кондиционеров воздуха.

2. Удельные нагрузки определены исходя из средней общей площади квартир 70 м² в зданиях по типовым проектам и 150 м² - для квартир повышенной комфортности (элитных) в зданиях по индивидуальным проектам и относятся к расчетному сроку концепции (схемы) развития.

3. В знаменателе приведены значения коэффициента мощности.

4. При определении электрических нагрузок в существующих или проектируемых районах со средней площадью квартир 55 м² величины удельных нагрузок, приведенных в табл. 2." умножаются на коэффициент 1,3» [14].

Проектируемый коттеджный поселок обладает средней площадью домовладений 150 м², поэтому добавочный коэффициент принимается равным 1,3.

«Летний максимум электрических нагрузок при применении бытовых кондиционеров воздуха в южных зонах следует определять введением к данным табл. 2.1.5 коэффициентов:

Для застроек 1-2 этажа при расчетной температуре, °С

от 33 до 37 1,3
свыше 37 1,4» [14].

На территории проектируемого коттеджного поселка расположены застройки 1-2 этажей, расчетная температура принимается равной от 33 до 37 °С, следовательно вводимый коэффициент принимается равным 1,3.

Тогда, расчетная удельная нагрузка одного коттеджа $P_{р.ж.д.уд.уч}$, определяемая по формуле 2, равна:

$$P_{р.ж.д.уд.уч} = P_{р.ж.д.уд} \cdot 1,3 \cdot 1,3, \quad (2)$$

«где 1,3 – коэффициент, учитывающий превышение площади жилого дома 55 м²;

1,3 – коэффициент, учитывающий этажность застройки при расчетной температуре» [14].

$$P_{p.ж.д.уд.уч} = 15 \cdot 1,3 \cdot 1,3 = 25,35 \text{ кВт}$$

За расчетную среднюю площадь жилого дома принимается площадь в 150 м².

Площадь всех домов определяется по формуле 3:

$$S = S_1 \cdot N = 150 \cdot 402 = 60300 \text{ м}^2 \quad (3)$$

где S_1 – расчетная средняя площадь жилого дома, м²;

N – количество жилых домов.

Суммарная расчетная нагрузка всех жилых домов коттеджного поселка равна:

$$P_{p.мр} = 25,35 \cdot 60300 \cdot 10^{-3} = 1529 \text{ кВт} = 1,5 \text{ МВт}$$

Таким образом, суммарная расчетная нагрузка потребителей коттеджного поселка составила 1,5 МВт.

2.2 Расчет уличного освещения

Для выполнения расчета уличного освещения, первоначальным этапом необходимо осуществить выбор необходимого осветительного прибора, соответствующего условиям, указанным в пункте анализа выбора приборов освещения.

Для этого можно провести сравнение двух разных типа светильников (таблица 3):

Таблица 3 – Характеристики сравниваемых светильников

Параметры	Светильник с лампой ДНаТ ЖКУ 06-70-001	Светодиодный светильник Atlant K-50 RE135
Потребляемая мощность	70 Вт	50 Вт
Напряжение на лампе	220 В	176-264
Световой поток	5600 лм	7100 лм
Световая отдача	80 лм/Вт	142 лм/Вт
Рабочий ресурс	10000 часов	96000 часов

В сравнении представлены следующие светильники:

- ЖКУ 06-70-001 – консольный светильник с натриевой лампой высокого давления ДНаТ (рисунок 12);
- Atlant K-50 RE135 – консольный светодиодный светильник (рисунок 13).



Рисунок 12 – Консольный светильник ЖКУ 06-70-001



Рисунок 13 – Консольный светодиодный светильник Atlant К-50 RE135

Несмотря на меньшую мощность светодиодного светильника, его светоотдача в полтора раза больше, чем у светильника с лампой ДНаТ. Также срок службы светодиодного светильника значительно дольше. Таким образом, к установке выбираются светодиодные светильники марки Atlant.

Следующим этапом производится расчет и распределение количества светильников по улицам вместе с общим подсчетом мощности (таблица 4).

Количество светильников определяется по формуле 4:

$$N_{св} = \frac{L_{ул}}{D_{оп}}, \quad (4)$$

где $L_{ул}$ – длина улицы, м;

$D_{оп}$ – расстояние между опорами.

В соответствии с данными ТП 25.0038, расстояние между опорами принимается 40 м [19].

Так как улицы коттеджного поселка не имеют названий, им присваивается только порядковый номер. Как упоминалось в характеристике проектируемого поселка, улицы имеют одинаковую протяженность.

Таблица 4 – Распределение светильников по улицам

Номер улицы	Протяженность улицы, м	Количество светильников, шт.	Мощность светильника, кВт
1	460	12	0,5
2	550	14	0,5
3	600	15	0,5
4	570	14	0,5
5	550	14	0,5
6	300	8	0,5
7	230	6	0,5
8	230	6	0,5
9	230	6	0,5
10	200	5	0,5
11	150	4	0,5
Итого	3840	103	51,5

Следуя условиям п.6.3.2 и п.6.3.5 ПУЭ, «светодиодные светильники монтируются на опорах ВЛ 0,4 кВ совместно с подвеской провода СИП (рисунок 14). Монтаж СИП и светильников производится на высоте 8 метров от земли, при расчете, что расстояние от СИП до дорожного полотна в месте наибольшего провеса провода не менее 7,5 м» [8]. В качестве опоры ВЛ 0,4 кВ выбираются железобетонные стойки СВ-95 высотой 9,5 м.

Электрическую мощность уличного освещения необходимо учитывать совместно с расчетной электрической нагрузкой жилых домов для дальнейших расчетов системы электроснабжения коттеджного поселка, поэтому по формуле 5 определяется значение равное:

$$P_{p\Sigma} = P_{p.mp} + P_{осв} = 1529 + 51,5 = 1580,5 \text{ кВт} = 1,6 \text{ МВт} \quad (5)$$



Рисунок 14 – Монтаж светодиодного светильника на опоре ВЛ 0,4 кВ

2.3 Расчет мощности и количества трансформаторов КТП. Выбор трансформаторов и КТП

Комплексный расчет и дальнейший выбор подходящих силовых элементов сети, а именно трансформаторов, токопроводов, источников реактивной мощности и других устройств для классов напряжения 10 и 0,4 кВ, обеспечит надежную и качественную работу системы электроснабжения коттеджного поселка.

Расчет суммарной реактивной мощности производится по формуле 6:

$$Q_{p\Sigma} = P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (6)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – расчетный коэффициент реактивной мощности жилых домов, приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчетные коэффициенты реактивной мощности жилых домов

Потребитель электроэнергии	cosφ	tgφ
Квартиры с электрическими плитами	0,98	0,2
Квартиры с плитами на природном, газообразном или твердом топливе	0,96	0,29
Хозяйственные насосы, вентиляционные и другие санитарно-технические устройства	0,8	0,75
Лифты	0,65	1,17

Следовательно, tgφ принимается равным 0,29. Тогда суммарная реактивная мощность равна:

$$Q_{p\Sigma} = P_{p\Sigma} \cdot tg\varphi = 1600 \cdot 0,29 = 464 \text{ квар}$$

Затем, определяется полная мощность по формуле 7:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{1600^2 + 464^2} = 1666 \text{ кВА} \quad (7)$$

Количество выбираемых трансформаторов выполняется путем приближенного расчета номинальной мощности трансформаторов с учетом категории электроснабжения потребителей с целью обеспечить высокую надежность питания [4]-[5].

Подстанции, питающие электроэнергией жилые дома коттеджного типа, которые в свою очередь относятся к потребителям 3 категории электроснабжения, принято выполнять однострансформаторными. Тип данных подстанций – концевые [12]. По причине неравномерности годового графика электрических нагрузок потребителей жилого массива (рисунок 15), для однострансформаторных подстанций номинальная мощность трансформатора $S_{ном.Т}$ приближенно рассчитывается с учетом перегрузки при нормальном режиме на 30% и при режиме допустимой нагрузки на 15% от суммарной расчетной полной мощности потребителей.

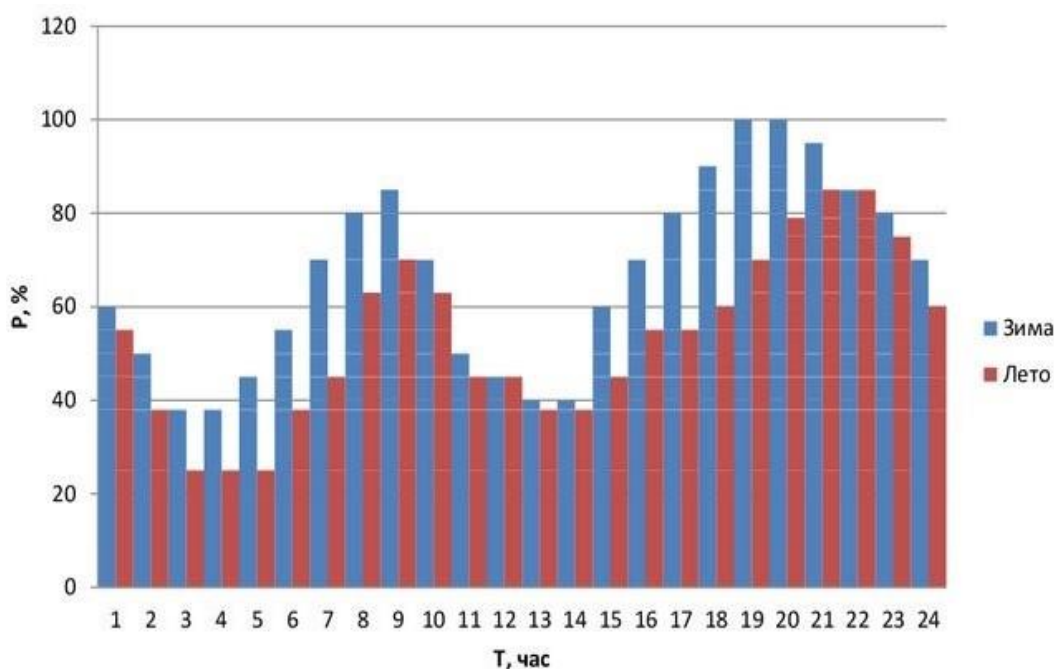


Рисунок 15 – Типовой годовой график электрических нагрузок потребителей жилого массива

Объект проектируемой системы электроснабжения расположен на большой площади – $760 \times 600 \text{ м}$ ($0,46 \text{ км}^2$), поэтому установка одного или двух трансформаторов нерациональна, так как это поспособствовало бы ухудшению надежности электроснабжения потребителей по причине отсутствия резервирования на стороне напряжения $0,4 \text{ кВ}$, а также повлияло бы на увеличение потерь в линиях.

Исходя из вышеперечисленных условий, к установке на территории коттеджного поселка принимается вариант четырех однотрансформаторных КТП.

Рассмотрим два типа устанавливаемых КТП: 2 КТП \times 400 кВА и 2 КТП \times 630 кВА. Технические характеристики трансформаторов устанавливаемых КТП приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики трансформаторов устанавливаемых КТП

Тип трансформатора	$S_{ном.Т}$, кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %
		ВН	НН				
ТМГ12 – 400/10/0,4	400	10	0,4	4,5	4,6	0,61	0,8
ТМГ12 – 630/10/0,4	630	10	0,4	5,5	6,75	0,8	0,7

Расчетное число трансформаторов определяется по формуле 8:

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot \frac{(S_{н.Т1} \cdot n_1 + S_{н.Т2} \cdot n_2)}{n_1 + n_2}}, \quad (8)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,85;

$S_{н.Т1}$, $S_{н.Т2}$ – номинальные мощности трансформаторов КТП, кВА;

n_1 , n_2 – количество устанавливаемых КТП.

$$N_T = \frac{1600}{0,85 \cdot \frac{(400 \cdot 2 + 630 \cdot 2)}{2 + 2}} = 3,66$$

Таким образом, к установке принимается 4 трансформатора для всех КТП.

Далее необходимо рассчитать потери в трансформаторах.

Потери активной мощности рассчитываются по формуле 9:

$$\Delta P_T = N_{Т1} \cdot (\Delta P_{хх1} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз1}) + N_{Т2} \cdot (\Delta P_{хх2} + K_3^2 \cdot \Delta P_{кз2}), \quad (9)$$

где $N_{Т1}$, $N_{Т2}$ – количество устанавливаемых трансформаторов по номинальной мощности;

$\Delta P_{хх1}$, $\Delta P_{хх2}$ – потери холостого хода трансформаторов, кВт;

$\Delta P_{кз1}$, $\Delta P_{кз2}$ – потери короткого замыкания трансформаторов, кВт.

$$\Delta P_T = 2 \cdot (0,61 + 0,85^2 \cdot 4,6) + 2 \cdot (0,8 + 0,85^2 \cdot 6,75) = 19,221 \text{ кВт}$$

Потери реактивной мощности определяются по формуле 10:

$$\Delta Q_T = N_{T1} \cdot (i_{xx1} + K_3^2 \cdot U_{кз1}) \cdot \frac{S_{ном.T1}}{100} + N_{T2} \cdot (i_{xx2} + K_3^2 \cdot U_{кз2}) \cdot \frac{S_{ном.T2}}{100}, \quad (10)$$

где i_{xx1} , i_{xx2} – токи холостого хода трансформаторов, %;

$U_{кз1}$, $U_{кз2}$ – потери короткого замыкания трансформаторов, %.

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (0,8 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} + 2 \cdot (0,7 + 0,85^2 \cdot 5,5) \cdot \frac{630}{100} = 91,299 \text{ кВт}$$

Определяется расчетная нагрузка с учетом потерь в трансформаторах по формулам 11 и 12:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 1600 + 19,221 = 1619,221 \text{ кВт} \quad (11)$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 464 + 91,299 = 555,299 \text{ кВт} \quad (12)$$

Определяется величина реактивной мощности, которая не должна компенсироваться и должна передаваться из сети напряжением 10 кВ в сеть напряжения 0,4 кВ, по формуле 13:

$$Q_{эн} = Q_{\text{в1}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (13)$$

где $Q_{\text{в1}}$ – расчетная входная реактивная мощность.

Расчетная входная электрическая мощность определяется по формуле 14:

$$Q_{\text{в1}} = \alpha \cdot P_p, \quad (14)$$

где α – расчетный коэффициент из таблицы 7.

Таблица 7 – Расчетные коэффициенты α для энергосистем разных регионов

«Энергетические системы по регионам	Значение коэффициента α для шин 6-20 кВ при высшем напряжении		
	35 кВ	110-150 кВ	200-330 кВ
Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Юга, Казахстана	0,23	0,28	0,37
Средней Азии	0,30	0,35	0,47
Сибири	0,24	0,29	0,40
Урала	0,27	0,31	0,42
Северного Кавказа, Закавказья	0,22	0,26	0,34
Востока» [13]	0,20	0,35	0,32

Расчетный коэффициент α принимается равным 0,23.

$$Q_{\alpha 1} = 1619,221 \cdot 0,23 = 372,42 \text{ квар}$$

$$Q_{\text{эн}} = 372,42 - (555,299 - 464) = 281,121 \text{ квар}$$

Затем, определяется величина реактивной мощности, которая возможна передаваться из сети 10 кВ в сеть 0,4 кВ без компенсирования, по формуле 15:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т}}^2 - P_{p\Sigma}^2} \quad (15)$$

Реактивная мощность трансформатора ТМГ12 – 400/10/0,4 равна:

$$Q_{T1} = \sqrt{N_{T1} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т1}}^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 400^2 - 1600^2} = 0 \text{ квар}$$

Реактивная мощность трансформатора ТМГ12 – 630/10/0,4 равна:

$$Q_{T2} = \sqrt{N_{T2} \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.Т2}}^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 630^2 - 1600^2} = 0 \text{ квар}$$

Согласно п.5.2.9 РД 34.20.185-94, для жилых и общественных зданий компенсация реактивной нагрузки не предусматривается [14].

К установке принимаются КТП-СЭЩ-К(М) типа «киоск» производства ОАО «Самара электрощит», технические характеристики которых приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Основные параметры КТП-СЭЩ-К(М)

Наименование параметра	Значение параметра		
Мощность «силового трансформатора, кВА	400	630	1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10	6; 10	
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12	7,2; 12	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	0,4	
Ток термической стойкости на стороне ВН, кА (в течение 1 с)	20	20	
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	51	51	
Ток термической стойкости на стороне НН, кА (в течение 1 с)	10	20	
Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	25	50	
Сопротивление изоляции цепей РУНН, МОм	1	1	
Сопротивление изоляции цепей УВН, МОм	1000	1000	
Уровень изоляции по ГОСТ 1516.3-96 с масляным трансформатором	Нормальная изоляция	Нормальная изоляция	
По виду оболочек и степени защиты ГОСТ 14254-80	IP34	IP34	
Номинальный ток предохранителя 6 кВ, А	50	100	160
Номинальный ток отключения предохранителя 6 кВ, А	31,5	31,5	20
Номинальный ток предохранителя 10 кВ, А	40	80	100
Номинальный ток отключения предохранителя 10 кВ, А	31,5	20	12,5
Масса, кг, не более» [21]	4900	5200	8300

При установке КТП-СЭЩ-К(М) (рисунок 16) можно выделить ряд преимуществ:

- наличие электромеханических и электрических блокировок;
- наличие герметичных уплотнителей дверей, повышающих надежность защиты оборудования;
- грунтованные и окрашенные оцинковки главных цепей;
- луженые места контактов;
- оцинковка и нанесение эмали на корпус КТП в качестве антикоррозийного покрытия;

- наличие защит от атмосферных и коммутационных перенапряжений, межфазных КЗ и перегрузок на линиях 0,4 кВ;
- высокая эксплуатационная готовность, обеспечивающая быструю установку на месте и упрощающая необходимый монтаж;
- внешняя эстетичность.



Рисунок 16 – Внешний вид КТП-СЭЩ-К(М)

2.4 Определение расположения КТП 10/0,4 кВ

При выборе подходящего местоположения КТП учитывается несколько условий.

Увеличение длины линии провоцирует возрастание потерь в линии, что приводит к необходимости увеличения сечения питающего провода, тем самым удорожая возведение линии [16].

Также стоит учитывать, что КТП своим расположением не должна препятствовать движению транспорта и каким-либо образом мешать населению жилого массива.

Поэтому подходящее расположение КТП определяется, принимая во внимание длину проводов высокого и низкого напряжения и удаленность КТП от потребителей.

В проектируемой системе электроснабжения среднее расстояние от питающей подстанции до одной из предусмотренных КТП коттеджного поселка составляет 9 км. При длине линии менее 20 км, ВЛ 10 кВ имеет незначительный уровень потерь в соответствии с данными п. А2.3.2.1 СТО 34.01-21.1-001-2017 [18]. По этой причине способ наиболее подходящим образом разместить КТП при наименьших расходах провода и величины потерь в линии возможен на стороне низкого напряжения [24].

Одним из способов выбора местоположения КТП является размещение КТП на окраинах объекта электроснабжения. Таким способом размещения КТП не создадут помех своим расположением. Но в этом случае наблюдается явление различия величин потерь в проводе у разных потребителей по причине прямо пропорционального увеличения потерь в зависимости от увеличения длины провода (рисунок 17) [25].

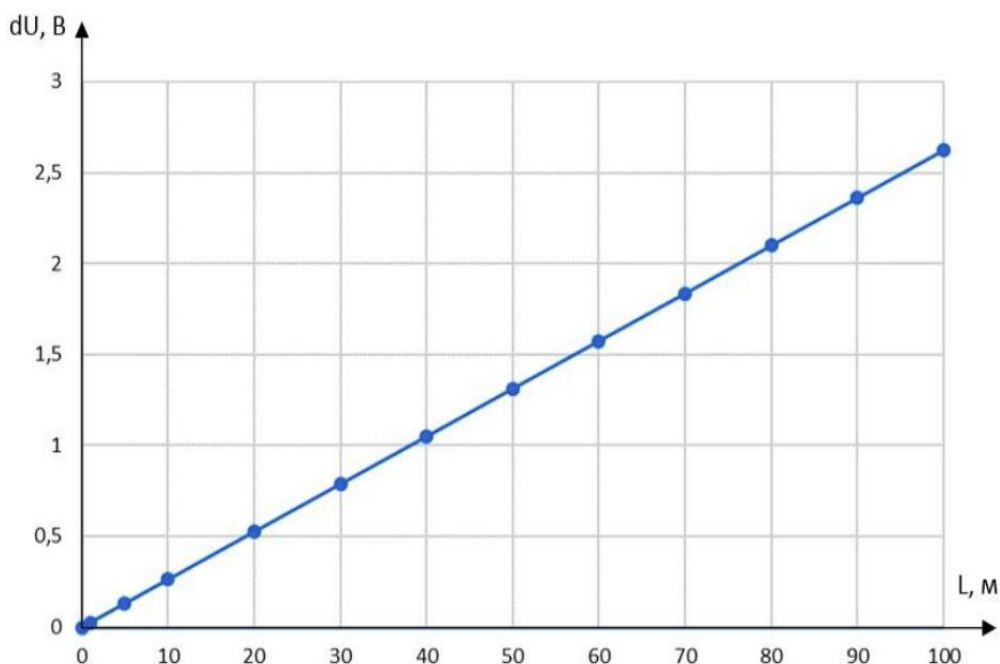


Рисунок 17 – График зависимости величины потерь напряжения от длины провода

Это приводит к необходимости подбора провода большего сечения, что подразумевает удорожание подводки линии, а в противном случае к переплате за электроэнергию.

Второй способ заключается в размещении КТП в центре, на одинаковом удалении от потребителей данного участка электроснабжения. При этом способе не наблюдается увеличение потерь. Также данный способ предоставляет возможность уменьшить длину проводов ВЛ 10 кВ [26].

С учетом рассмотренных условий, наиболее оптимальным является расположение КТП в центре коттеджного поселка.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

При проектировании системы электроснабжения, а конкретно на этапе определения устанавливаемых трансформаторных подстанций, выполнение расчетов токов КЗ необходимо для дальнейшего выбора и проверки подходящего электрооборудования, такого как:

- токоведущие части (шины, токопровод);
- электрические коммутационные аппараты (автоматические выключатели, выключатели нагрузки);
- трансформаторы тока;
- заземляющие и защитные устройства;
- разрядники.

Подобранное по результатам расчетов токов КЗ оборудование позволит предотвратить короткие замыкания в сети электроснабжения и обеспечит ее надежное функционирование как в нормальном, так и в аварийном режиме.

Для расчетов трехфазных КЗ составляются расчетная схема и эквивалентная схема замещения.

При построении расчетной схемы обозначаются точки КЗ (рисунок 18).

*ПС "Старый Буюн" 35/10 кВ
ТДНС-10000/35/10 кВ*

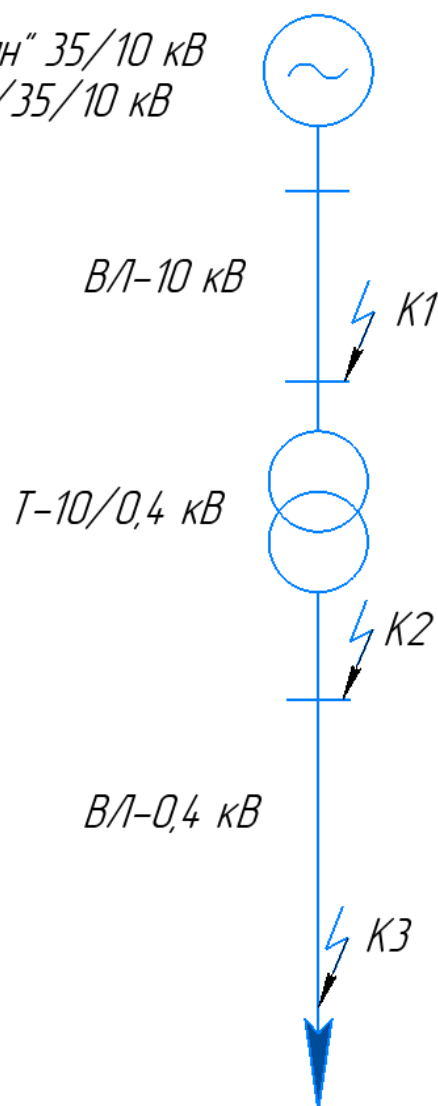


Рисунок 18 – Расчетная схема

Затем, на основе схемы замещения составляется эквивалентная схема замещения (рисунок 19).

ПС "Старый Буюн" 35/10 кВ
ТДНС-10000/35/10 кВ

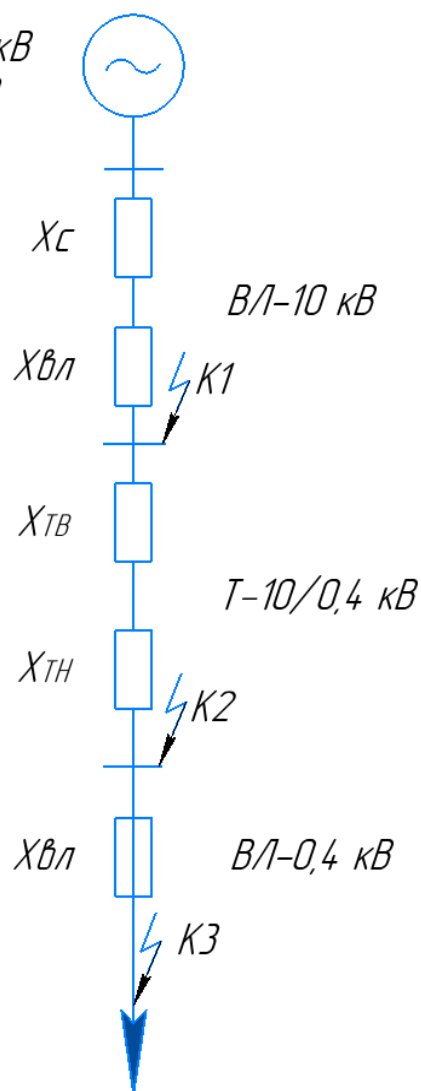


Рисунок 19 – Эквивалентная схема замещения

Исходные данные для расчетов КЗ приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные для расчетов КЗ

Название элемента схем	Мощность трансформатора, кВА	Протяженность ВЛ 10 кВ, м	Протяженность ВЛ 0,4 кВ, м
Система	10000	-	40
КТП-1	400	8800	
КТП-2	400	8850	
КТП-3	630	8900	
КТП-4	630	8950	

За протяженность линии ВЛ-0,4 кВ принята длина пролета провода между опорами.

Технические характеристики трансформаторов элементов схем указаны в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики трансформаторов элементов схем

Тип трансформатора элементов схем	$S_{ном.Т.}$, кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_{кз}$, %	$\Delta P_{кз}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	$I_{хх}$, %
		ВН	НН				
ТДНС-10000/35/10	10000	35	10	8,0	60,0	12,0	0,75
ТМГ12-400/10/0,4	400	10	0,4	4,5	4,6	0,61	0,8
ТМГ12-630/10/0,4	630	10	0,4	5,5	6,75	0,8	0,7

В схемах системой обозначена ПС «Старый Буян» 10000/35/10 кВ. Для нее принимаются следующие значения:

- значение сверхпереходной ЭДС системы $E_{*б.с}'' = 1,0$;
- значение базисной мощности $S_{б} = 1000 \text{ МВА}$.

Первоначальным этапом необходимо произвести расчет сопротивлений элементов схемы [15].

Сопротивление трансформатора системы определяется по формуле 16:

$$x_{*б.с} = \frac{U_{кз.с}, \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{ном.Т.с}}, \quad (16)$$

где $U_{кз.с}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора системы, %;

$S_{ном.Т.с}$ – номинальная мощность трансформатора системы, МВА.

$$x_{*б.с} = \frac{8,0}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 8 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформаторов КТП определяется по формуле 17:

$$x_{*\bar{\sigma}.T} = \frac{U_{\kappa 3}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.}T}}, \quad (17)$$

Сопротивление трансформатора ТМГ12-400/10/0,4 равно:

$$x_{*\bar{\sigma}.T1} = \frac{U_{\kappa 31}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.}T1}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5 \text{ Ом}$$

Сопротивление трансформатора ТМГ12-630/10/0,4 равно:

$$x_{*\bar{\sigma}.T2} = \frac{U_{\kappa 32}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{ном.}T2}} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,63} = 87,3 \text{ Ом}$$

Сопротивление воздушной линии определяется по формуле 18:

$$x_{*\bar{\sigma}.вл} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{cp}}^2}, \quad (18)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление провода СИП, Ом/км;

l – протяженность воздушной линии, км;

U_{cp}^2 – среднее напряжение воздушной линии, кВ.

Сопротивление участка линии от ВЛ1 до КТП-1 равно:

$$x_{*\bar{\sigma}.вл1} = x_{\text{уд}} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{cp1}}^2} = 0,4 \cdot 8,8 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 31,93 \text{ Ом}$$

Сопротивление участка линии от ВЛ2 до КТП-2 равно:

$$x_{*\bar{\sigma}.вл2} = x_{\text{уд}} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\text{cp2}}^2} = 0,4 \cdot 8,85 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 31,11 \text{ Ом}$$

Сопrotивление участка линии от ВЛ3 до КТП-3 равно:

$$x_{*б.вл3} = x_{yд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp3}^2} = 0,4 \cdot 8,9 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 32,29 \text{ Ом}$$

Сопrotивление участка линии от ВЛ4 до КТП-4 равно:

$$x_{*б.вл4} = x_{yд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp4}^2} = 0,4 \cdot 8,95 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 32,47 \text{ Ом}$$

Сопrotивление участка линии ВЛ 0,4 кВ равно:

$$x_{*б.вл0,4} = x_{yд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp1}^2} = 0,08 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 20 \text{ Ом}$$

Далее выполняется расчет токов короткого замыкания в точках К1-К3.

Результирующее сопротивление до точки К1 определяется по формуле 19:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*б.с} + x_{*б.вл} \quad (19)$$

Рассчитываются значения результирующих сопротивлений участков линии до точки К1:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})1} = x_{*б.с} + x_{*б.вл1} = 8 + 31,93 = 39,93 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})2} = x_{*б.с} + x_{*б.вл2} = 8 + 31,11 = 39,11 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})3} = x_{*б.с} + x_{*б.вл3} = 8 + 32,29 = 40,29 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})4} = x_{*б.с} + x_{*б.вл4} = 8 + 32,47 = 40,47 \text{ Ом}.$$

Затем производится расчёт величины базисного тока по формуле 20:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}}, \quad (20)$$

где U_{σ} – базисное напряжение, принимаемое 10,5 кВ.

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

После полученных результатов производятся вычисления начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*\sigma}''}{x_{*(рез)(\sigma)}} \cdot I_{\sigma}, \quad (21)$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{1}{39,93} \cdot 55 = 1,38 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{1}{39,11} \cdot 55 = 1,41 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{1}{40,29} \cdot 55 = 1,37 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{1}{40,47} \cdot 55 = 1,36 \text{ кА}.$$

Далее производится расчёт значения ударного тока КЗ, принимая значение ударного коэффициента $k_{уд}$ равным 1,9 (формула 22):

$$i_{yo} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot k_{yo}, \quad (22)$$

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,38 \cdot 1,9 = 3,71 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o2}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,41 \cdot 1,9 = 3,79 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o3}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 1,9 = 3,69 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o4}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,36 \cdot 1,9 = 3,67 \text{ кА}.$$

Далее выполняется расчет токов КЗ в точке К2.

Теперь рассчитываются значения результирующего сопротивления участков ВЛ до точки К2, используя формулу 23:

$$x_{*рез(\delta)} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,вл} + x_{*\delta,T}, \quad (23)$$

$$x_{*рез(\delta)1} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,вл1} + x_{*\delta,T1} = 8 + 39,93 + 112,5 = 160,4 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)2} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,вл2} + x_{*\delta,T2} = 8 + 39,11 + 112,5 = 159,6 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)3} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,вл3} + x_{*\delta,T3} = 8 + 40,29 + 87,3 = 135,6 \text{ Ом},$$

$$x_{*рез(\delta)4} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,вл4} + x_{*\delta,T4} = 8 + 40,47 + 87,3 = 135,8 \text{ Ом}.$$

Далее вычисляется значение базисного тока (формула 20):

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}.$$

Затем определяется значение начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*(рез)(\delta)1}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{160,4} \cdot 1443,38 = 8,99 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{E_{*\delta}''}{x_{*(рез)(\delta)2}} \cdot I_{\delta} = \frac{1}{159,6} \cdot 1443,38 = 9,04 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})3}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{135,6} \cdot 1443,38 = 10,64 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})4}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{135,8} \cdot 1443,38 = 10,63 \text{ кА}.$$

Определяются значения ударного тока КЗ, принимая показатель ударного коэффициента $k_{уд}$ равным 1,8 (формула 22):

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9 \cdot 1,8 = 22,91 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,04 \cdot 1,8 = 23,01 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,64 \cdot 1,8 = 27,09 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,63 \cdot 1,8 = 27,06 \text{ кА}.$$

Далее производятся вычисления значений токов короткого замыкания в точке КЗ.

Начинается расчет значений результирующего сопротивления до точки КЗ, используя формулу 24:

$$X_{*рез(\bar{\sigma})} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},вл} + X_{*\bar{\sigma},T} + X_{*\bar{\sigma},вл0,4кВ}, \quad (24)$$

$$X_{*рез(\bar{\sigma})1} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},вл1} + X_{*\bar{\sigma},T1} + X_{*\bar{\sigma},вл0,4кВ} = 8 + 39,93 + 112,5 + 20 = 180,43 \text{ Ом},$$

$$X_{*рез(\bar{\sigma})2} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},вл2} + X_{*\bar{\sigma},T2} + X_{*\bar{\sigma},вл0,4кВ} = 8 + 39,11 + 112,5 + 20 = 179,61 \text{ Ом},$$

$$X_{*рез(\bar{\sigma})3} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},вл3} + X_{*\bar{\sigma},T3} + X_{*\bar{\sigma},вл0,4кВ} = 8 + 40,29 + 87,3 + 20 = 155,59 \text{ Ом},$$

$$X_{*рез(\bar{\sigma})4} = X_{*\bar{\sigma},C} + X_{*\bar{\sigma},вл4} + X_{*\bar{\sigma},T4} + X_{*\bar{\sigma},вл0,4кВ} = 8 + 40,47 + 87,3 + 20 = 155,77 \text{ Ом}.$$

Теперь определяется значение базисного тока (формула 20):

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}.$$

Далее рассчитываются значения начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 21:

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})l}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{180,43} \cdot 1443,38 = 8 \text{ кА},$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})l}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{179,61} \cdot 1443,38 = 8,04 \text{ кА},$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})l}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{155,59} \cdot 1443,38 = 9,28 \text{ кА},$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E_{*\bar{\sigma}}}{X_{*(рез)(\bar{\sigma})l}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{155,77} \cdot 1443,38 = 9,27 \text{ кА}.$$

Затем рассчитываются значения ударного тока КЗ, принимая показатель ударного коэффициента $k_{уд}$ равным 1,8 (формула 22):

$$i_{y\bar{\sigma}1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 8 \cdot 1,8 = 20,37 \text{ кА},$$

$$i_{y\bar{\sigma}1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 8,04 \cdot 1,8 = 20,47 \text{ кА},$$

$$i_{y\bar{\sigma}1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 9,28 \cdot 1,8 = 23,62 \text{ кА},$$

$$i_{y\bar{\sigma}1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1}^3 \cdot k_{y\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot 9,27 \cdot 1,8 = 23,60 \text{ кА}.$$

Производится расчет значений максимального тока по формуле 25:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (25)$$

$$I_{maxT1,2} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32,33 \text{ A},$$

$$I_{max1,2} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 \text{ A},$$

$$I_{maxT3,4} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 50,92 \text{ A},$$

$$I_{max3,4} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,06 \text{ A}.$$

Далее определяются значения токов однофазного короткого замыкания в точке К1.

Начинается расчет с вычисления результирующего сопротивления обратной последовательности точки К1 (формула 19):

$$x_{*2\Sigma1} = x_{*\bar{b}.c} + x_{*\bar{b}.в1} = 8 + 31,93 = 39,93 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma2} = x_{*\bar{b}.c} + x_{*\bar{b}.в2} = 8 + 31,11 = 39,11 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma3} = x_{*\bar{b}.c} + x_{*\bar{b}.в3} = 8 + 32,29 = 40,29 \text{ Ом},$$

$$x_{*2\Sigma4} = x_{*\bar{b}.c} + x_{*\bar{b}.в4} = 8 + 32,47 = 40,47 \text{ Ом}.$$

Теперь производится расчет результирующего сопротивления нулевой последовательности по формуле 26:

$$x_{*0\Sigma} = x_{*\bar{b}.C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{b}.вl}, \quad (26)$$

$$x_{*0\Sigma1} = x_{*\bar{b}.C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{b}.в1} = 8 + 3,5 \cdot 39,93 = 147,75 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma2} = x_{*\bar{b}.C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{b}.в2} = 8 + 3,5 \cdot 39,11 = 144,88 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma3} = x_{*\bar{b}.C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{b}.в3} = 8 + 3,5 \cdot 40,29 = 149,01 \text{ Ом},$$

$$x_{*0\Sigma4} = x_{*\bar{b}.C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{b}.в4} = 8 + 3,5 \cdot 40,47 = 149,64 \text{ Ом}.$$

Далее рассчитывается значение тока однофазного короткого замыкания по формуле 27, принимая коэффициент m^n для однофазного короткого замыкания равным 3:

$$I_{\kappa}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma} + x_{*0\Sigma}}, \quad (27)$$

$$I_{\kappa 1}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 1} + x_{*0\Sigma 1}} = 3 \cdot \frac{1}{39,93 + 147,75} = 0,0159 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa 2}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 2} + x_{*0\Sigma 2}} = 3 \cdot \frac{1}{39,11 + 144,88} = 0,0163 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa 3}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 3} + x_{*0\Sigma 3}} = 3 \cdot \frac{1}{40,29 + 149,01} = 0,0158 \text{ кА},$$

$$I_{\kappa 4}^1 = m^n \cdot \frac{E_{*\delta}''}{x_{*2\Sigma 4} + x_{*0\Sigma 4}} = 3 \cdot \frac{1}{40,47 + 149,64} = 0,0157 \text{ кА}.$$

Итоговым производится расчёт значения начального действующего значения периодической составляющей тока однофазного короткого замыкания по формуле 28:

$$I_{n,o}^1 = I_{\kappa}^1 \cdot I_{\delta}, \quad (28)$$

$$I_{n,o1}^1 = I_{\kappa 1}^1 \cdot I_{\delta} = 0,0159 \cdot 55 = 0,88 \text{ кА},$$

$$I_{n,o2}^1 = I_{\kappa 2}^1 \cdot I_{\delta} = 0,0163 \cdot 55 = 0,89 \text{ кА},$$

$$I_{n,o3}^1 = I_{\kappa 3}^1 \cdot I_{\delta} = 0,0158 \cdot 55 = 0,87 \text{ кА},$$

$$I_{n,o4}^1 = I_{\kappa 4}^1 \cdot I_{\delta} = 0,0157 \cdot 55 = 0,86 \text{ кА}.$$

Итоговые результаты расчетов токов КЗ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов токов КЗ

Название элемента	Точка КЗ	I_{\max} , А	$I_{\text{п.о.}}^3$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
КТП №1	К1	32,33	1,38	3,71
	К2	808,29	8,99	22,91
	К3	808,29	8	20,37
КТП №2	К1	32,33	1,41	3,79
	К2	808,29	9,04	23,01
	К3	808,29	8,04	20,47
КТП №3	К1	50,92	1,37	3,69
	К2	1273,06	10,64	27,09
	К3	1273,06	9,28	23,62
КТП №4	К1	50,92	1,36	3,67
	К2	1273,06	10,63	27,06
	К3	1273,06	9,27	23,60

2.6 Выбор, исполнение и монтаж заземления КТП

Содержание п.1.7.100-1.7.126 ПУЭ предъявляет требования к конструкции КТП 10/0,4 кВ соответствовать необходимым нормам защиты при эксплуатации электроустановок, в частности защиты персонала от соприкосновения с токоведущими и подвижными частями, а также защиты оборудования от контакта с водой и посторонних элементов [10].

Одним из необходимых технических средств такой защиты является защитное заземление.

Данное защитное оборудование выбирается исходя из соответствующих расчетов защитного заземления.

Расчет защитного заземления включает в себя:

- определение размеров и количества заземлителей;
- размещение и распределение заземлителей и заземляющих проводников.

Исходные данные для расчетов защитного заземления указаны в таблице 12.

Таблица 12 - Исходные данные для расчетов защитного заземления

Параметр	Значение
Классы напряжения заземляемых КТП	10/0,4 кВ
Режим работы нейтрали КТП	Глухозаземленная нейтраль
Ток замыкания на землю I_3	≤ 500 А
Удельное сопротивление грунта (супесок) $\rho_{гр}$	150 Ом·м

Вертикальный заземлитель выполнен из стального круглого стержня диаметром 16 мм и длиной 3 м, закладываемый в грунт на глубину 0,5 м. Роль горизонтального заземлителя выполняет стальная полоса размерами 5x40 мм, также протягиваемая в грунте [20].

Значение сопротивления растеканию тока одного вертикального электрода определяется по формуле 29:

$$R_{\epsilon} = \frac{\rho_{gp}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (29)$$

где $\rho_{гр}$ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

l – длина электрода, м;

d – внешний диаметр электрода, м;

t – расстояние от поверхности грунта до середины электрода, м.

Расстояние от поверхности грунта до середины электрода рассчитывается по формуле 30:

$$t = \frac{l}{2} + h, \quad (30)$$

где l – длина электрода, м;

h – глубина погружения электрода, м.

По формуле 30 величина расстояния от поверхности грунта до середины вертикального заземлителя равна:

$$t = \frac{3}{2} + 0,5 = 2 \text{ м}.$$

Теперь определяется значение сопротивления растеканию тока одного вертикального электрода (формула 29):

$$R_6 = \frac{150}{2 \cdot \pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{0,016} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 2 + 3}{4 \cdot 2 - 3} \right) = 50,3 \text{ Ом}.$$

Далее вычисляется количество вертикальных электродов n , принимая расчётное сопротивление заземляющего устройства R_3 равным 4 Ом:

$$n = \frac{R_6}{R_3}, \quad (31)$$

$$n = \frac{50,3}{4} = 12,575 \approx 13.$$

На следующем этапе определяется значение длины горизонтального электрода при расположении заземлителей по контуру L_r , принимая, что расстояние m между заземлителями равняется 16 м (формула 32):

$$L_2 = 1,05 \cdot m \cdot n, \quad (32)$$

$$L_2 = 1,05 \cdot 16 \cdot 13 = 218,4 \text{ м}.$$

Итоговым производится расчёт показателя сопротивления растеканию тока горизонтального заземлителя, принимая, что ширина полосы b равна 0,08 м, а расстояние от грунта до поверхности t_3 равно 3,5 м (формула 33):

$$R_6 = \frac{\rho_{zp}}{2 \cdot \pi \cdot l} \left(\ln \frac{2 \cdot L_2^2}{b \cdot t_3} \right), \quad (33)$$

$$R_g = \frac{200}{2 \cdot \pi \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 218,4^2}{0,08 \cdot 3,5} \right) = 135,16 \text{ Ом}.$$

2.7 Выбор выключателей нагрузки КТП на стороне 10 кВ

Выбирается выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зпЗУ2.

Проверка по величине номинального напряжения производится по формуле 34:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети ном}}, \quad (34)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{сети ном}}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

Затем необходимо произвести проверку выключателя по величине номинального рабочего тока (формула 35):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}, \quad (35)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный рабочий ток аппарата, А;

$I_{\text{раб}}$ – номинальный рабочий ток цепи, А.

Производится проверка выключателя нагрузки по величине номинального рабочего тока в цепи трансформатора ТМГ12-400/10/0,4 по формуле 35:

$$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{раб.Т1}} = 32,33 \text{ А}.$$

Теперь проверяется выключатель по величине номинального рабочего тока в цепи трансформатора ТМГ12-630/10/0,4 (формула 35):

$$I_{ном} = 630 \text{ A} \geq I_{раб.Т2} = 50,92 \text{ A}.$$

Следующим этапом является проверка выключателя по отключающей способности на симметричный ток отключения и на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Проверка по отключающей способности на симметричный ток отключения производится, используя формулу 36:

$$I_{откл.ном} \geq I_{н,τ}, \quad (36)$$

где $I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения аппарата, кА;

$I_{н,τ}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА.

Осуществляется проверка на симметричный ток отключения выключателя по формуле 36:

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} \geq I_{н,τ} = 1,38 \text{ кА}.$$

Далее выполняется проверка по отключающей способности на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания по формуле 37:

$$i_{а,τ} \leq i_{а.ном}, \quad (37)$$

где $i_{а.ном}$ – нормированное значение апериодической составляющей тока отключения, кА;

$i_{а,τ}$ – величина апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент времени $τ$, кА.

Нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения, принимая, что постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания T_a равна 0,1 сек, а момент времени τ равна 0,075 сек, рассчитывается по формуле 38:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (38)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,38 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,1}} = 3,49 \text{ кА}.$$

Теперь определяется нормированное значение аperiodической составляющей тока отключения по формуле 39 (значение нормированного процентного содержания аperiodической составляющей в токе отключения $\beta_{\text{нор}}$ равно 40 %):

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{нор}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном}}, \quad (39)$$

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 20 = 11,31 \text{ кА}.$$

Теперь необходимо проверить выключатель нагрузки по отключающей способности на отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания по формуле 37:

$$i_{a,\tau} = 3,49 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = 20 \text{ кА}.$$

Проверка выключателя на электродинамическую стойкость производится по двум условиям.

Проверка на электродинамическую стойкость по первому условию производится по формуле 36:

$$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА} \geq I_{н,\tau} = 1,38 \text{ кА}.$$

Проверка по второму условию осуществляется по формуле 40:

$$i_{уд} \leq i_{вкл.ном}, \quad (40)$$

где $i_{уд}$ – значение ударного тока короткого замыкания, кА;

$i_{вкл.ном}$ – нормированное мгновенное значение тока включения, кА.

Выполняется проверка выключателя на электродинамическую стойкость по второму условию (формула 40):

$$i_{уд} = 3,71 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 51 \text{ кА}.$$

Теперь производится проверка выключателя нагрузки по термической стойкости (формула 41):

$$B_K \leq B_{ном}, \quad (41)$$

где B_K – расчётное значение интеграл Джоуля, $A^2 \cdot c$;

$B_{ном}$ – номинальное значение интеграла Джоуля для аппарата, $A^2 \cdot c$.

Для определения расчётного значения интеграла Джоуля, учитывая, что время отключения короткого замыкания $t_{откл}$ равно 0,05 секунды, а постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания T_a равняется 0,1 секунды, воспользуемся формулой 42:

$$B_K = I_{н,\tau}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (42)$$

$$B_K = (1,38 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 0,29 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Для расчёта номинального значения интеграла Джоуля для аппарата используется формула 43 (значение тока термической стойкости выключателя I_T равняется 20 кА):

$$B_{ном} = I_T^2 \cdot t_{откл}, \quad (43)$$
$$B_{ном} = (20 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 20 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

Далее осуществляется проверка выключателя нагрузки по термической стойкости, используя формулу 41:

$$B_k = 0,29 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq B_{ном} = 20 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}.$$

Таким образом, выбранный выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зпЗУ2 (рисунок 20) успешно прошёл проверку по всем необходимым условиям.

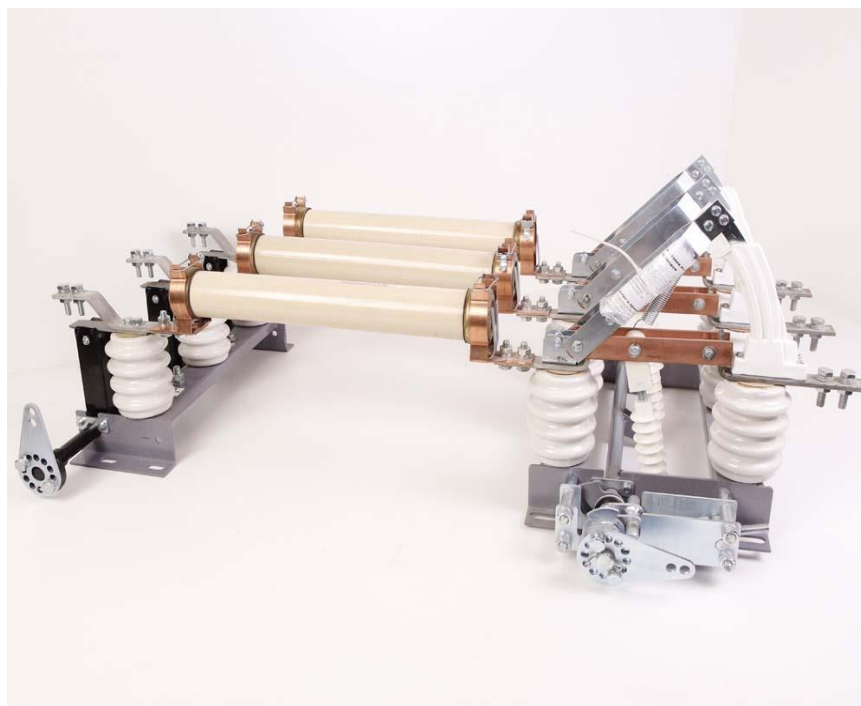


Рисунок 20 – Выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зпЗУ2

2.8 Выбор разрядника

Для установки в КТП на стороне напряжения 10 кВ выбирается разрядник вентильный РВО-10Н.

Разрядники РВО вентильного типа применяются для защиты электрооборудования переменного тока от атмосферных перенапряжений изоляции. Данные разрядники устанавливаются в сети с любой системой заземления нейтрали.

«Конструктивно разрядники РВО выполнены из искровых промежутков и нелинейных резисторов, находящихся внутри закрытой герметичной фарфоровой крышки, которая обеспечивает защиту внутренних элементов от внешнего воздействия, за счет чего в свою очередь поддерживается электростабильность характеристик» [11].

Разрядник РВО-10Н (рисунок 21) соответствует требованиям ТУ 16-521.232-77 и ГОСТ 16357-83 для IV группы вентильных разрядников.



Рисунок 21 – Разрядник РВО-10Н

2.9 Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Выбирается предохранитель ПКТ-101-10-31,5-20-УЗ.

Проверка предохранителя по значению номинального напряжения производится с помощью формулы 34:

$$U_{ном} = 10кВ \geq U_{сети ном} = 10кВ.$$

Производится проверка по условию отключающей способности на симметричный ток отключения (формула 36):

$$I_{откл.ном} = 31,5кА \geq I_{n,\tau1} = 1,38кА,$$

$$I_{откл.ном} = 31,5кА \geq I_{n,\tau2} = 1,41кА,$$

$$I_{откл.ном} = 31,5кА \geq I_{n,\tau3} = 1,37кА,$$

$$I_{откл.ном} = 31,5кА \geq I_{n,\tau4} = 1,36кА.$$

Следовательно, выбранный предохранитель ПКТ-101-10-31,5-20-УЗ (рисунок 22) успешно проходит проверку по необходимым требованиям.



Рисунок 22 – Предохранитель ПКТ-101-10-31,5-20-УЗ

2.9 Выбор токопроводов ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ

Для выбранного ранее провода СИП-3 для ВЛ-10 кВ необходимо произвести дальнейшую проверку по необходимым условиям и определить сечение токопровода.

Экономическая плотность тока S определяется по формуле 43:

$$S \approx \frac{I_{расч}}{J_{эк}}, \quad (44)$$

где $I_{расч}$ – расчётное значение тока максимума, А;

$J_{эк}$ - нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Расчётное значение тока максимума для ВЛ-10 кВ определяется по формуле 20:

$$I_{расч} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ А}.$$

Теперь вычислим значение экономической плотности тока для ВЛ-10 кВ по формуле 44:

$$S \approx \frac{55}{1} \approx 55 \text{ мм}^2.$$

Исходя из полученных результатов, по ближайшему значению каталога марок проводов СИП, превышающего значение экономической плотности тока, определяется провод СИП-3 1×70 и производится проверка данного провода по условию длительного допустимого тока по формуле 45:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп}, \quad (45)$$

где $I_{расч}$ - расчётное значение тока максимума, А;

$I_{дл.доп}$ – длительный допустимый ток, А.

Проверка провода СИП-3 1×70 по условию длительного допустимого тока производится используя формулу 45, принимая $I_{дл.доп}$ равным 240 А:

$$I_{расч} = 55 \text{ А} \leq I_{дл.доп} = 240 \text{ А}.$$

Выбранный провод СИП-3 1×70 (рисунок 23) успешно прошёл проверку по условию длительного допустимого тока.



Рисунок 23 – Провод СИП-3 1×70

Для ВЛ-0,4кВ аналогичным образом, приведенным выше, определяется и проходит проверку провод СИП-2А 3×95+1×95 (рисунок 24). Выбранный провод для ВЛ-0,4 кВ также успешно проходит проверку по условию длительного допустимого тока.

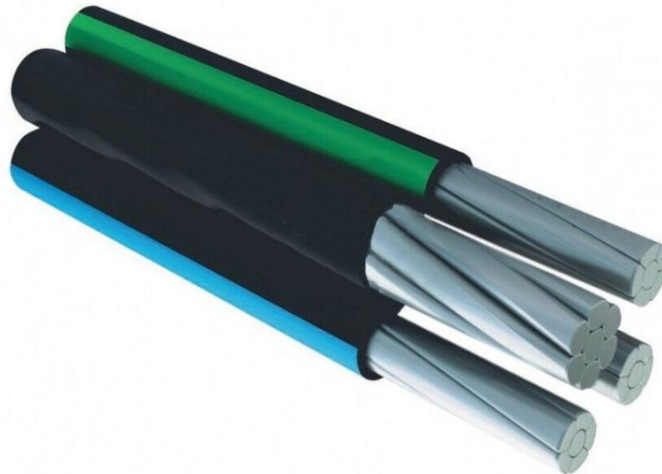


Рисунок 24 - СИП 2А 3×95+1×95

2.10 Выбор трансформаторов тока

Выбирается трансформатор тока шинный ТШП-0,66.

Проверка по номинальному напряжению осуществляется по формуле 34:

$$U_{ном} = 0,4кВ \geq U_{сети ном} = 0,4кВ.$$

Теперь необходимо проверить трансформатор тока по условию номинального рабочего тока для трансформаторов ТМГ12-400/10/0,4 и ТМГ12-630/10/0,4 соответственно (формула 35):

$$I_{ном} = 600 А \geq I_{раб.Т1} = 32,33 А.$$

$$I_{ном} = 600 А \geq I_{раб.Т2} = 50,92 А$$

На данном этапе проведём проверку трансформатора тока по термической стойкости (значение тока термической стойкости трансформатора тока I_T равняется 40 кА), используя формулы 41-43:

$$B_K \leq B_{ном},$$

$$B_K = I_{н,τ}^2 \cdot (t_{откл} + T_a),$$

$$B_K = (1,38 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 0,29 \cdot 10^6 A^2 \cdot c,$$

$$B_{ном} = I_T^2 \cdot t_{откл},$$

$$B_{ном} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 80 \cdot 10^6 A^2 \cdot c,$$

$$B_K = 0,29 \cdot 10^6 A^2 \cdot c \leq B_{ном} = 80 \cdot 10^6 A^2 \cdot c.$$

Следовательно, трансформатор тока ТШП-0,66 (рисунок 21) успешно прошел условия проверки.



Рисунок 24 – Трансформатор тока ТШП-0,66

2.11 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ

Для последующего выбора и проверки выбираем выключатель ВА-СЭЩ-В-АН-10D-1000А для КТП 400 кВА и ВА-СЭЩ-В-АН-16D-1600А для КТП 630 кВА.

Начнём проверку автоматических выключателей по условия номинального напряжения, используя формулу 34:

$$U_{ном} = 0,4 кВ \geq U_{сети ном} = 0,4 кВ.$$

Далее проверим выключатели по условию значения номинального тока (формула 25 и формула 35):

$$I_{max1,2} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 А,$$

$$I_{max3,4} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,06 А,$$

$$I_{ном1,2} = 1000 А \geq I_{раб1,2} = 808,29 А,$$

$$I_{ном3,4} = 1600 А \geq I_{раб3,4} = 1273,06 А.$$

На следующем этапе произведём проверку по условию отключающей способности на симметричный ток отключения, воспользовавшись формулой 36:

$$I_{откл.ном} = 85 кА \geq I_{н,τ} = 8,99 кА.$$

Теперь проверим выключатели по условию отключающей способности по апериодической составляющей тока, используя формулы 37-39:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,99 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,1}} = 22,72 \text{ кА},$$

$$i_{a,\text{ном}} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 85 = 48,08 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 22,72 \text{ кА} \leq i_{a,\text{ном}} = 48,08 \text{ кА}.$$

Теперь осуществим проверку на электродинамическую стойкость по двум условиям, применяя формулу 36 и формулу 40:

$$I_{\text{откл.ном}} = 85 \text{ кА} \geq I_{n,\tau} = 8,99 \text{ кА},$$

$$i_{y\delta} = 22,72 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл.ном}} = 85 \text{ кА}.$$

Далее проведём проверку по термической стойкости, используя формулы 41-43:

$$B_K = (8,99 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 12,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{ном}} = (85 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 361,25 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_K = 12,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{\text{ном}} = 361,25 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

2.12 Выбор аппаратов защиты в РУ-0,4 кВ КТП

Выбираются следующие автоматы: ВА-04-36-200А; ВА 04-36-160А; ВА-04-36-80А; ВА-47-100-63А; ВА 47-29-25А.

Производится проверка по условию номинального напряжения (формула 34):

$$U_{\text{ном}} = 0,4 \text{ кВ} \geq U_{\text{сети ном}} = 0,4 \text{ кВ}.$$

Далее производится проверка по условию номинального тока.

Для этого используется формула 35 и формула 25 без учёта добавочного коэффициента, равного 1,4:

$$I_{max1} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 169 A,$$

$$I_{max2} = \frac{86,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 125 A,$$

$$I_{max3} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 61 A,$$

$$I_{max4} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 43 A,$$

$$I_{max5} = \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 18 A,$$

$$I_{ном1} = 200 A \geq I_{раб1} = 169 A,$$

$$I_{ном2} = 160 A \geq I_{раб2} = 125 A,$$

$$I_{ном3} = 80 A \geq I_{раб3} = 61 A,$$

$$I_{ном4} = 63 A \geq I_{раб4} = 43 A,$$

$$I_{ном5} = 25 A \geq I_{раб5} = 18 A.$$

Далее осуществляется проверка автоматов по отключающей способности на симметричный ток отключения (формула 36):

$$I_{откл.ном} = 15 кА \geq I_{н,τ} = 8,99 кА.$$

Следующим этапом производится проверка по отключающей способности по апериодической составляющей тока (формулы 37-39):

$$i_{a,τ} = \sqrt{2} \cdot 8,99 \cdot e^{-\frac{0,075}{0,1}} = 22,72 кА,$$

$$i_{a,ном} = \left(\frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \right) \cdot 85 = 48,08 \text{ кА},$$

$$i_{a,\tau} = 22,72 \text{ кА} \leq i_{a,ном} = 48,08 \text{ кА}.$$

На этом этапе проводится проверка на электродинамическую стойкость по двум условиям (формулы 36,40):

$$I_{откл.ном} = 30 \text{ кА} \geq I_{п,\tau} = 8,99 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 22,72 \text{ кА} \leq i_{вкл.ном} = 30 \text{ кА}.$$

Теперь сделаем проверку по условию термической стойкости, пользуясь формулами 41-43:

$$B_{\kappa} = (8,99 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 12,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{ном} = (30 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,05 = 45 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\kappa} = 12,12 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq B_{ном} = 45 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}.$$

Выбранные автоматы успешно прошли условия проверки. Итоговые данные выбора автоматов по КТП на 400 кВА сведены в таблицу 13, по КТП 630 кВА - в таблицу 14.

Таблица 13 – Выбор автоматов для КТП-400 кВА

Группа потребителей электроэнергии	Выбранный аппарат защиты	Количество	Значение расчётного тока, А
Группа потребителей 1	ВА 04-36-160А	1	125
Группа потребителей 2	ВА 04-36-160А	1	125
Группа потребителей 3	ВА 04-36-80А	1	61
Уличное освещение	ВА-47-29-25А	1	18
Резерв	ВА 47-100-63А	1	43

Таблица 14 – Выбор автоматов для КТП-630 кВА

Группа потребителей электроэнергии	Выбранный аппарат защиты	Количество	Значение расчётного тока, А
Группа потребителей 1	ВА 04-36-200А	1	169
Группа потребителей 2	ВА 04-36-200А	1	169
Группа потребителей 3	ВА 04-36-200А	1	169
Уличное освещение	ВА-47-29-25А	1	18
Резерв	ВА 47-100-63А	1	43

Вывод. В данном разделе выпускной квалификационной работы был произведен расчет токов коротких замыканий, на основе результатов которого в дальнейшем были осуществлены выбор и соответствующая проверка по требуемым условиям необходимого коммутационного и защитного оборудования, устанавливаемого в КТП, питающих систему электроснабжения коттеджного поселка.

Заключение

Данная выпускная квалификационная работа, выполненная в составе пояснительной записки и графической части, рассматривает проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка с. Екатериновка Самарской области.

Начальным этапом выполнения выпускной квалификационной работы являлось осуществление расчетов потребляемых электрических нагрузок потребителей коттеджного поселка на основании характеристики объекта проектирования и условий технического задания. Определяясь по результатам расчетов, был произведен выбор подходящих типов, числа и мощности силовых трансформаторов КТП. Были рассмотрены различные типы силовых трансформаторов, результатом стал выбор к установке масляных силовых трансформаторов ТМГ12-400/10/0,4 и ТМГ12-630/10/0,4 соответственно. Итоговым выбором являлись 2 КТП-СЭЩ-К(М)×400 кВА и 2 КТП-СЭЩ-К(М)×630 кВА 10/0,4 кВ. По причине принадлежности к 3 категории электроснабжения потребителей коттеджного поселка схема подстанций была выбрана однострансформаторной конечной. Оптимальным способом расположения КТП было определено размещение в центральной части коттеджного поселка.

Далее были проведены расчеты значений токов симметричных и несимметричных коротких замыканий, результаты которых позволили осуществить оптимальный выбор электротехнического оборудования, необходимого к установке в КТП, и выбор проводов ВЛ 10 и 0,4 кВ. В результате было выбрано и пройдено проверку следующее оборудование:

- на стороне 10 кВ выбираются одножильный самоизолированный несущий провод СИП-3 1×70, выключатель нагрузки ВНА-П-10/630-20зп3У2, разрядник вентильный РВО-10Н, предохранитель ПКТ-101-10-31,5-20-У3;

- на стороне 0,4 кВ выбираются многожильный самоизолированный несущий провод СИП-2А 3×95+1×95, трансформатор тока шинный ТШП-0,66, автоматические выключатели ВА-СЭЩ-В-АН-10D-1000А для КТП 400 кВА и ВА-СЭЩ-В-АН-16D-1600А для КТП 630 кВА, автоматы: ВА-04-36-200А; ВА 04-36-160А; ВА-04-36-80А; ВА-47-100-63А; ВА 47-29-25А.

Выполнен расчет и выбор исполнения заземления КТП.

В графической части сформированы генеральный план с расположением коттеджного поселка, электрическая схема системы электроснабжения коттеджного поселка, электрическая схема КТП, схема конструктивного исполнения опор ВЛ и схема заземления КТП.

Составленная в результате выполнения проектирования система электроснабжения коттеджного поселка соответствует современным методикам расчета. Подбранное к установке необходимое оборудование удовлетворяет требованиям по качеству и надежности, предъявляемым к электроснабжению объектов жилого фонда.

Список используемой литературы

1. В.В. Вахнина, В.Л. Горячева, Ю.В. Стёпкина. Проектирование систем электроснабжения машиностроительных предприятий: учебное пособие. Тольятти: ТГУ, 2004.
2. Вахнина В.В. Проектирование осветительных установок: учебное пособие / В.В. Вахнина, О.В. Самолина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
3. Вахнина В.В. Проектирование системы электроснабжения цеха предприятия: методические указания по курсовому проектированию / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2008.
4. Вахнина В.В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / В.В. Вахнина. – Тольятти : ТГУ, 2006.
5. Вахнина В.В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования / В.В. Вахнина, А.Н. Черненко. – Тольятти: ТГУ, 2007.
6. ГОСТ Р 50571.7.714-2014 Электроустановки низковольтные. Часть 7-714. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Установки наружного освещения, 2014.
7. Попов Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2012. -176с.
8. Правила устройства электроустановок : все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. – Москва : КноРус, 2010. - 480 с.
9. Правила устройства электроустановок: Раздел 1. Глава 1.2. Категории электроприемников и обеспечение надежности электроснабжения.

Пункт 17-20. 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. Москва : Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007.

10. Правила устройства электроустановок: Раздел 1. Глава 1.7. Заземление и защитные меры электробезопасности. Пункт 100-126. 7-е издание (ПУЭ)/ Главгосэнергонадзор России. М.: Изд-во ЗАО «Энергосервис», 2007.

11. Разрядники вентильные РВО: РВО-3, РВО-6, РВО-10 кВ [электронный ресурс] URL: <http://www.razrad.ru/cat/razryadniki-rvo3-rvo6-rvo10/?ysclid=lii85k17qv832592620> (дата обращения 20.04.2023).

12. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования / В.П Шеховцов – Москва, ФОРУМ: ИНФРА-М, 2005. – 214 с., ил. – (Профессиональное образование).

13. Расчет компенсации реактивной мощности в электрических сетях 0.4 кВ [электронный ресурс] URL: <https://www.mircond.com/blog/raschet-kompensatsii-reaktivnoy-moshchnosti-v-elektricheskikh-setyakh-0-4-kv/> (дата обращения 20.04.2023).

14. РД 34.20.185-94, Инструкция по проектированию городских электрических сетей, 1994.

15. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 / [науч. ред. Б. Н. Неклепаев]. - Москва : Изд-во НИЦ ЭНАС, 2006. - 143 с.

16. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / М. В. Голинец [и др.] ; под ред. С. С. Рокотяна, И. М. Шапиро. - 3-е изд., перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1985. - 349 с.

17. СП 52.13330.2016, Естественное и искусственное освещение, 2016.

18. СТО 34.01-21.1-001-2017, Распределительные электрические сети напряжением 0,4-110 кВ., ПАО «Россети», 2017.

19. ТП 25.0038, Расчетные пролеты для опор ВЛ 10 кВ с неизолированными проводами по ПУЭ 7 издания (дополнение к проектам опор ВЛ), ОАО «ЕЭС России», 2005.

20. ТЦ 11/2006, О заземляющих электродах и заземляющих проводниках, 2006.

21. Комплектная трансформаторная подстанция КТП-СЭЩ-К [электронный ресурс] URL: <https://samelektro.nt-rt.ru/images/manuals/ktpk.pdf> (дата обращения 20.04.2023).

22. Berg H. P. Reliability of main transformers / H. P. Berg, N. Frize - Germany: Bundesamt fur Strahlenschutz, 2012.

23. Bialek, J.W. Tracing the Flow of Electricity. IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, pp. 310-320, Jul. 1996.

24. Gheorghe, S., Tanasa, C., Ene, S., & Mihaescu, M. (2005) Power quality, Energy efficiency and the performance in electricity distribution and supply companies. In 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. Turin : IET.

25. Santarius, P., Krejci, P., Brunclik, Z., Prochazka, K., Kysnar, F. (2015) Evaluation of power quality in regional distribution networks. In 23rd International Conference on Electricity Distribution. Lyon: AIM.

26. Upadhyaya S., Mohanty, S. Fast Methods for Power Quality International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 18, No. 5. 2017.