

Содержание

Введение.....	5
1. Анализ структуры электроснабжения коттеджного поселка	
«Тимофеевка 2».....	7
1.1 Выбор схемы электроснабжения.....	11
1.2 Выбор воздушной линии электропередач	13
1.3 Выбор силового трансформатора.....	15
1.4 Выбор приборов освещения улиц поселка.....	17
2. Проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка	
«Тимофеевка 2».....	24
2.1 Расчет электрической мощности	24
2.2 Расчет уличного освещения.....	25
2.3 Выбор мощности и количества трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности.....	28
2.4 Расположение КТП 6/0,4 кВ.....	37
2.5 Расчет токов короткого замыкания.....	39
2.6 Исполнение, монтаж и заземление электрооборудования	47
2.7 Обоснование выбора электрооборудования и проводников.....	49
2.7.1 Выбор выключателей нагрузки КТП на стороне 6 кВ.....	49
2.7.2 Выбор разрядника.....	51
2.7.3 Выбор предохранителей на стороне 6кВ.....	51
2.7.4 Выбор гибких шин и токопроводов ВЛ-6кВ и ВЛ-0,4кВ.....	51
2.7.5 Выбор трансформаторов тока на стороне 0,4кВ.....	52
2.7.6 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4кВ.....	53
2.7.7 Выбор аппаратов защиты в РУ-0,4кВ КТП.....	55
2.7.8 Выбор аппаратов, устанавливаемых во внутридомовом	

распределительном щитке.....	58
2.8 Монтаж силовых трансформаторов.....	59
2.8.1 Демонтаж и отправка трансформаторов с завода-изготовителя	60
2.8.2 Производство монтажных работ на трансформаторах 6/10 кВ мощностью до 2500 кВА.....	60
2.8.3 Пусконаладочные испытания трансформаторов.....	62
2.8.4 Техника безопасности и противопожарные мероприятия при монтаже трансформаторов.....	63
2.8.5 Техника безопасности в сетях 6/0,4 кВ.....	64
3 Экономическая эффективность объекта.....	69
3.1 Расчет капитальных вложений.....	69
3.2 Укрупненный расчет годовых эксплуатационных расходов на электрооборудование.....	72
3.2.1 Расчет амортизационных отчислений.....	73
3.2.2 Расчет трудоемкости ремонта.....	73
3.2.3 Определение численности рабочих для ремонта и эксплуатации электрооборудования.....	76
3.2.4 Расчет фонда оплаты труда рабочих.....	77
3.2.5 Расчет отчислений на социальные нужды.....	78
3.2.6 Расчет отчислений в ремонтный фонд.....	78
3.2.7 Расчет отчислений на охрану труда и технику безопасности.....	79
3.2.8 Расчет годовой сметы затрат на ремонт и эксплуатацию электрооборудования.....	79
3.2.9 Расчет стоимости потерь электроэнергии в линии и трансформаторах.....	80
3.3. Поквартальная разбивка доходов.....	80
3.4 Система управления электрохозяйством.....	83

Заключение.....	85
Список использованных источников.....	87

Введение

В настоящее время наблюдается тенденция к оттоку населения за город на постоянное место проживания, соответственно широкими темпами идет освоение загородных пространств и их застройка.

Объектом проектирования является северо-восточная часть жилого массива с.Тимофеевка, коттеджный поселок «Тимофеевка 2», расположенного вдоль Обводного шоссе.

Система электрохозяйства жилого массива, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, а также трансформаторных подстанций, служит для обеспечения потребителей электроэнергией за счет передачи ее от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества в виде переменного тока.

Назначением системы электрохозяйства поселка является обеспечение электроэнергией всех питающих и распределительных сетей средних номинальных напряжений 6(10) кВ до ТП, и внешних и внутренних сетей напряжением до 1000В.

Цель магистерской диссертации – повышение надежного электроснабжения коттеджного поселка «Тимофеевка 2».

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Проанализировать типы электрических сетей, используемых для электроснабжения коттеджных поселков. В соответствии с поставленной задачей следует добавить следующие подзадачи - произвести выбор из различных типов нижеприведенных элементов электроснабжения:

Выбор схемы электроснабжения:

- Радиальная схема;
- Магистральная схема;
- Радиально-магистральная.

Выбор типа линии электропередач (ЛЭП):

- Воздушная линия – ВЛ 10 кВ
- Кабельная линия – КЛ 10 кВ.

Выбор силового трансформатора.

- Трансформатор масляный серии ТМГ 11;
- Трансформатор масляный серии ТМГ 12.

Выбор светильников для наружного освещения.

- Светильники с газоразрядными лампами высокого давления;
- Светодиодные светильники.

2. Проектирование системы электрохозяйства жилого сектора коттеджного поселка «Тимофеевка 2».

- Рассчитать мощность объекта проектирования;
- Произвести выбор мощности и количество трансформаторов;
- Рассчитать токи короткого замыкания;
- Выбор расположение КТП 6/0,4;
- Рассчитать короткое замыкание;
- Рассчитать и выбрать электрооборудование.

3. Техничко-экономическое обоснование проекта.

Также необходимо произвести расчет экономической эффективности объекта проектирования путем подсчета всех капитальных затрат на монтаж и эксплуатацию оборудования системы.

При решении поставленных задач важно учесть электротехнические и экологические требования и ограничения, а также развитие потребителей электроэнергии, источников питания, электрических сетей и возможную неопределенность перспективной технико-экономической информации.

Поэтому система электроснабжения должна быть гибкой, допускать постоянное развитие поселка, рост числа домов и общей потребляемой мощности.

В проекте предусмотрено электроснабжение жилого массива в составе двухсот тридцати семи жилых коттеджей и планируемый срок строительства, монтажа и введения объекта электроснабжения в эксплуатацию составляет 3 месяца.

1 Анализ структуры электроснабжения коттеджного поселка «Тимофеевка 2»

Объектом электроснабжения является жилой коттеджный массив, расположенный в г. Тольятти вдоль Обводного шоссе.

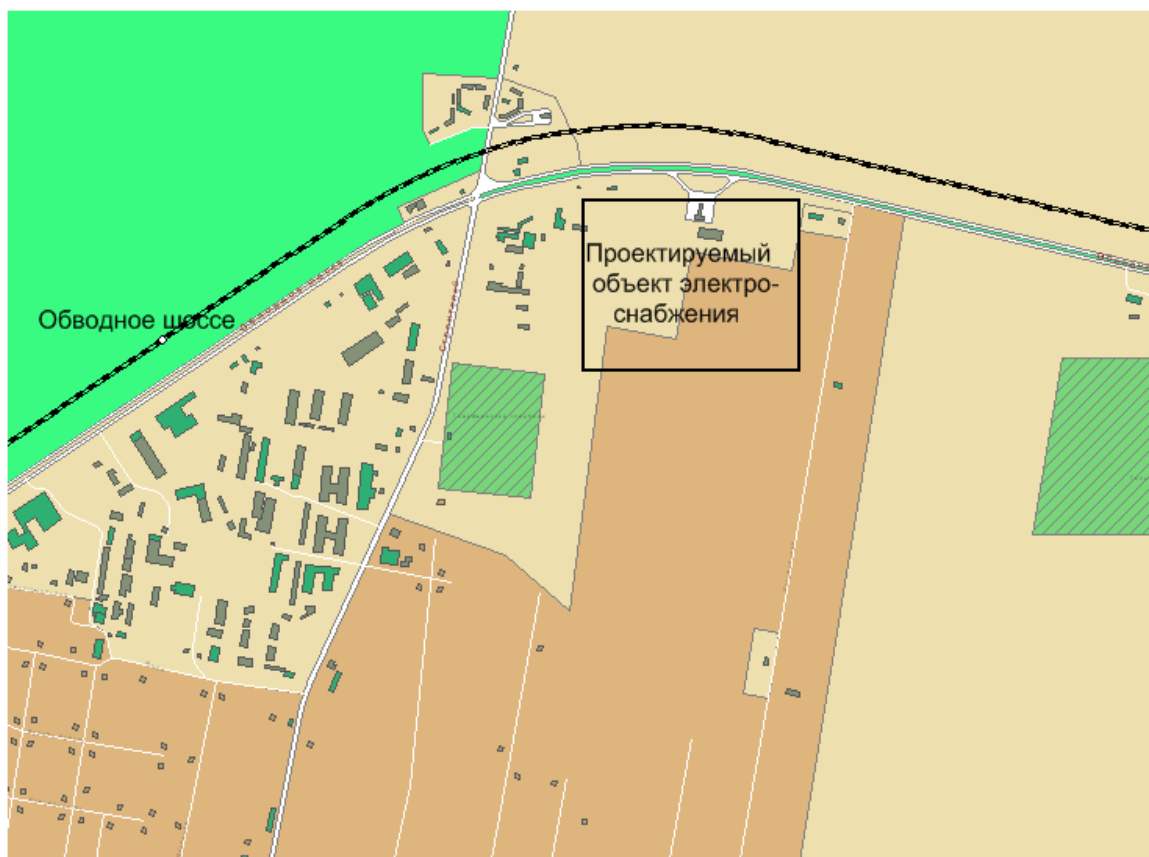


Рисунок 1 - Ситуационный план расположения поселка

Количество жилых домов на территории северо-восточной части поселка – 237. Численность населения приблизительно составляет 1000 человек.

Назначением системы электроснабжения поселка является обеспечение электроэнергией всех технологических процессов коммунально-бытовых потребителей.

Подключаемый объект будет получать питание от фидера № 2 ПС 35/6 «Северная».

Основная группа электроприемников в рассматриваемой системе электроснабжения - бытовые, коммунальные, административные потребители, располагающиеся на территории жилого района.

Ниже представлен перечень основных бытовых электроприемников и их средний расход электроэнергии (таблица 1):

Таблица 1 - Перечень основных бытовых электроприемников и их средний расход электроэнергии

№ п/п	Наименование электроприемника	Мощность одного электроприемника кВт	Кол-во э/п	Мощность всех электроприемников кВт
1	Холодильник	0,24	1	0,24
2	Электрочайник	2	1	2
3	Телевизор	0,1	4	0,4
4	Компьютер	0,065	2	0,13
5	Микроволновая печь	1	1	1
6	Утюг электрический	1,2	1	1,2
7	Машина стиральная	1,5	1	1,5
8	Кондиционер	1,5	2	3
9	Освещение	0,8-0,24	9	0,251
10	Тепловой газовый котел	1,36	1	1,36
11	Прочие электроприемники	-	-	4,359
	Суммарная нагрузка всех электроприемников			15,44

Категория надежности электроснабжения поселка – III, т.к. перерыв электроснабжения не повлечет за собой опасность для жизни людей, нарушение функционирования особо важных элементов хозяйства и т.д.

Система электроснабжения поселка состоит в соответствии с классами напряжения подразделяется на:

первый уровень напряжения, равный 6 кВ;

второй уровень напряжения - 0,4 кВ.

Каждый уровень включает в себя следующие элементы:

1 уровень:

- источник питания, представленный ПС «Северной» 35/6кВ с трансформаторной мощностью 10000кВА.

- четыре комплектные трансформаторные подстанции 6/0,4кВ, обеспечивающие электроснабжение жилого массива. Марки трансформаторов ТМГ (трехфазные масляные герметичные) с номинальными мощностями: 2 КТПх250кВА и 2 КТПх400кВА.

- ВЛ-6кВ, следующая от ПС 35/6 «Северная» вдоль Обводного шоссе и затем по территории поселка.

2 уровень: электроприемников 0,4кВ:

- коттеджи с плитами на природном газе в количестве 237 коттеджей

- ВЛ-0,4 кВ от КТП до конечных потребителей, расположенная вдоль улиц. На ВЛ-0,4кВ смонтировать самонесущий изолированный провод (СИП), а также на этих же опорах установить лампы освещения.

В жилом помещении системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха обеспечивают комфортные условия для проживания.

В холодные периоды года системы отопления поддерживают необходимую температуру воздуха в помещениях.

Системы вентиляции подают в помещения чистый воздух и одновременно удаляют загрязнённый, при неизменной температуре внутреннего воздуха.

Для чистоты и определённого газового состава воздуха вне зависимости от наружных метеорологических условий, также для автоматического поддержания определенных температуры, относительной влажности, подвижности воздуха в помещении применяются системы кондиционирования воздуха.

В последнее время среди отопительных систем индивидуальных домов широкое развитие получила автономная система отопления.

Поквартирное теплоснабжение – это автономное обеспечение теплом и горячей водой индивидуального дома или отдельной квартиры в многоэтажном здании. В каждом доме устанавливается настенный газовый двухконтурный котел, обеспечивающий и отопление, и горячее водоснабжение.

В данном жилом здании предусмотрим местную систему отопления, когда теплогенератор, теплопроводы, отопительные приборы являются составляющими одного устройства. Теплогенератор (котёл) располагаем в топочном помещении.

В качестве теплогенератора - двухконтурный газовый настенный отопительный котел тепловой мощностью 30кВт фирмы Viessmann Vitopend 100W.

Отопительные приборы размещены под световыми проемами в местах, доступных для осмотра, ремонта и очистки. Тип отопительного прибора – радиатор алюминиевый 6-ти секционный Alusmart [4].

1.1 Выбор схемы электроснабжения

Схемы электроснабжения подразделяются на:

- Радиальная схема;
- Магистральная схема;
- Радиально-магистральная.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой «лучеобразную» схему электропитания, при которой электроэнергия передается от центра питания (подстанции высокого уровня) по линии без ответвлений напрямую к конечному потребителю (подстанции нижнего уровня) без промежуточных отборов мощности. Подобная схема проста, надежна, но имеет главный недостаток – высокая стоимость, связанная с тем,

что приходится для каждого потребителя создавать отдельные линии. Такая схема целесообразна для запитывания мощных потребителей электроэнергии.

Магистральная схема электроснабжения в отличие от радиальной, в течении одной линии от центра питания запитывается несколько конечных потребителей (подстанций нижнего уровня). К плюсам данной схемы относится относительно дешевое исполнение в сравнении с радиальной, но недостатками являются усложнение схемы и низкая надежность электроснабжения.

Радиально-магистральная или смешанная схема, как видно из названия, включает в себя признаки вышеописанных видов. В существующей практике редко встречаются исключительно радиальные или магистральные схемы электроснабжения. Обычно крупные потребители или потребители, которым важна надежность, запитываются по радиальной схеме, а средние и мелкие потребители группируются для запитывания по магистральной схеме [16].

При разработке схем подстанций стремятся к максимальному упрощению схемы и применения минимума коммутационной аппаратуры с учётом обеспечения надёжности, перспектив развития, проведения ремонтных работ и безопасности эксплуатации.

Для данного объекта проектирования выбирается смешанная схема электроснабжения (рисунок 2), которая позволяет в должной мере совместить в себе плюсы радиальной и магистральной схемы для достижения поставленных задач и получить схему с наилучшими технико-экономическими показателями. Подстанции, обеспечивающие электроэнергией потребителей третьей категории, выполняются однострансформаторными. Тип подстанций – концевые [12].

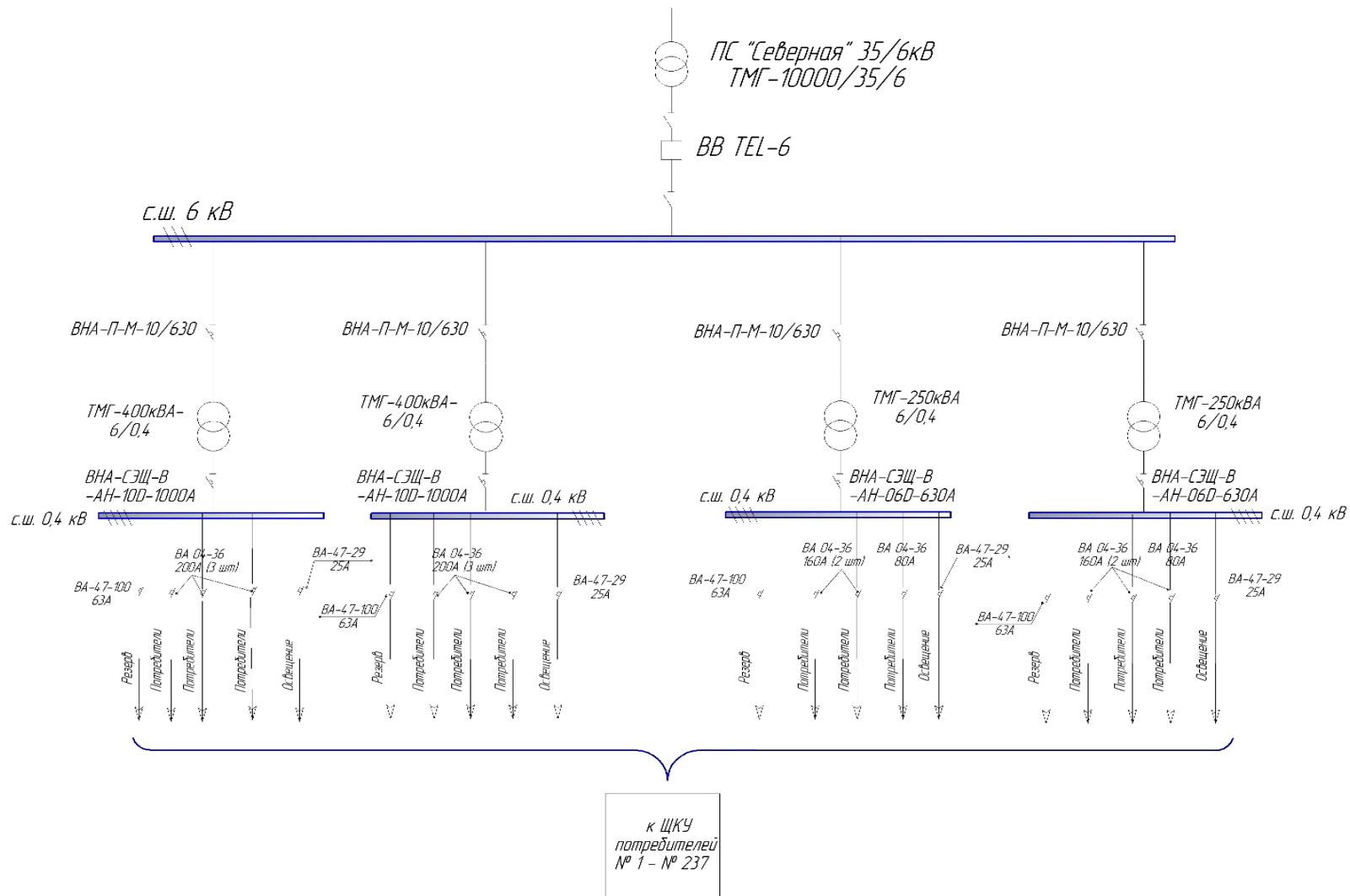


Рисунок 2 - Однолинейная схема электроснабжения жилого массива

1.2 Выбор воздушной линии электропередач

При проектировании электроснабжения конечного потребителя от электрической подстанции встает достаточно важный вопрос, каким образом следует выполнить ЛЭП.

На данный момент существуют два способа выполнения ЛЭП:

- Кабельная линия – КЛ 10 кВ;
- Воздушная линия – ВЛ 10 кВ.

Кабельная линия – это линия для передачи электроэнергии, состоящая из одного или нескольких кабелей проложенных вместе в земляной траншее, блоках или эстакадах с соединительными, стопорными и концевыми муфтами.

К достоинствам кабельной линии можно отнести более высокий уровень надежности, они меньше подвержены влиянию окружающей среды и меньше оказывают на нее влияние, в связи с более низким уровнем электромагнитного излучения, они более компактны и не портят окружающий ландшафт.

Значительным недостатком является сложность в обнаружении и устранении повреждения кабельной линии. У кабельной линии пропускная способность ниже, по сравнению с аналогичными сечениями кабелей воздушной линии, к тому же стоимость сооружения КЛ дороже и стоимость возрастает с увеличением напряжения.

Воздушная линия – это линия для передачи и распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе, закрепленных с помощью изоляторов и арматуры к траверсам опор или другим сооружениям.

Плюсами воздушных линий являются низкая стоимость, простота в обнаружении повреждений линии, добавление новых ответвлений от основной линии, большая пропускная способность. Главным минусом воздушных линий является то, что они подвержены влиянию окружающей

среды таких как сильный ветер, падение деревьев на провода, гололед и т.п. [8].

При использовании самонесущего изолированного провода СИП в ВЛ плюсы при использовании последних только увеличиваются:

- высокая степень надежности при эксплуатации и монтаже (в отличии от проводов АС, исключение коротких замыканий в случае касания проводами деревьев, строительных сооружений или жил между собой);

- значительное уменьшение влияния окружающей среды (образование гололеда, сильного ветра, падения дерева) на повреждение линии;

- уменьшение безопасных расстояний до инженерных сооружений и домов;

- уменьшение затрат на монтаж ВЛИ-0,4 кВ, в связи с вырубкой более узкой просеки в лесной местности, возможностью вести монтаж проводов по фасадам зданий, применением более коротких опор, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс;

- возможность совместной подвески нескольких цепей ВЛИ с ВЛ 10 кВ и линий связи;

- увеличении длины пролетов;

- простота монтажа;

- резкое снижение эксплуатационных затрат;

- сокращение объемов и времени аварийно-восстановительных работ.

В связи с вышеперечисленными плюсами, для коттеджного поселка наиболее подходящий и выгодный вариант — это выполнение линии электропередач воздушной линией с проводами СИП.

К использованию берутся:

- на напряжение 6 кВ – СИП-3 – самонесущий изолированный провод одножильный, в котором токопроводящая жила выполнена из уплотненного алюминиевого сплава и имеет изоляция из сшитого светостабилизированного полиэтилена;

- на напряжение 0,4 кВ – СИП-2 - самонесущий изолированный провод,

в котором все жилы кабеля, в том числе нулевая несущая жила, выполнены уплотненными алюминиевыми сплавами с изоляцией из сшитого светостабилизированного полиэтилена [2].

1.3 Выбор силового трансформатора

Силовые трансформаторы по конструкции делятся на два основных типа:

- масляные;
- сухие.

Приоритетнее выбор масляного трансформатора в связи с тем, что у герметичных масляных трансформаторах типа ТМГ полностью отсутствует контакт масла с окружающей средой, что исключает увлажнение, окисление и шлакообразование масла. Не требуется проведение профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора.

В то время как в сухих трансформаторах блоки обмоток сухих трансформаторов в процессе эксплуатации подвержены микроразрушениям. При этом образуются микротрещины и, как следствие, происходит процесс образования непрерывного, тлеющего пробоя внутри микротрещины. Изоляция постепенно обугливается и затем перерастает в межвитковое или межслоевое короткое замыкание, что приводит к выгоранию обмотки. Это очень длительный процесс, который развивается неделями, месяцами, до момента аварии практически оставаясь незаметным.

Благодаря тому, что существует технология вакуумирования при подготовке и заливке масла, повреждениям не подвергаются масляные трансформаторы. Сухие трансформаторы применяются при температуре до – 25°С. И только при нарушении допустимых климатических условий в сухих трансформаторах возникают дефекты изоляции.

Рассмотрим три серии масляных трансформаторов с герметичным

исполнением серий ТМГ11, ТМГ12, ТМГ15. [20].

Трансформатор серии ТМГ12 и ТМГ 15 являются последними разработками, в которых уровень потерь холостого хода и короткого замыкания снижен, что дает значительную экономию в процессе эксплуатации оборудования. К тому же, трансформаторы последних серий имеют меньший уровень шума. Сравнение характеристик ТМГ11, ТМГ12, ТМГ15 приведены в таблице 2.

По приведенным характеристиками можно сделать вывод, что трансформатор ТМГ15 по потерям холостого хода наиболее выгодный в долгосрочной перспективе эксплуатации.

Таблица 2 – Характеристики трансформатора ТМГ15

№ п/п	Характеристики	ТМГ11- 400/10- У1(ХЛ1)	ТМГ12- 400/10- У1(ХЛ1)	ТМГ15- 400/10- У1(ХЛ1)
1	Мощность, кВА	400	400	400
2	Потери холостого хода, кВт	0,83	0,61	0,52
3	Потери короткого замыкания, кВт	5,6	4,6	4,6
4	Уровень шума, дБА	70	58	58

Данный трансформатор производится в городе Минске, что увеличивает затраты на его доставку. К тому же в соответствии с политикой правительства РФ, которое направлено на импортозамещение и поддержание отечественно производителя, выбирается силовой трансформатор серии ТМГ12, который производится у местного производителя – ООО «Тольяттинский Трансформатор».

Для трансформатора ТМГ12 мощностью 250 - 1250 кВА характерны самый низкий уровень потерь холостого хода и к.з. из трансформаторов

подобного назначения, отсутствие отличий по габаритам и массе от ТМГ12. Последний показатель исключает дополнительные затраты на установку трансформатора.

Причины снижения потерь холостого хода и короткого замыкания на 30% по сравнению с трансформаторами других серий и производителей:

- производство из специальных сортов высококачественных электротехнических сталей, имеющих наибольшее сопротивление вихревым токам и пониженные потери на гистерезис;
- магнитопровод, состоящий из пластин с косыми стыками, без отверстий производится по технологии Stap-lap;
- для изоляции пластины толщиной не более 0,3 мм лакируются;
- сборка магнитопровода трансформатора осуществляется высококвалифицированными рабочими на новейшем оборудовании, и, как следствие, отсутствуют возможные механические повреждения стали, а, следовательно, потери минимальны. Благодаря этому трансформаторы ТМГ12 энергосберегающие – при мощности 630 кВА годовая экономия на потерях трансформатора составит 6,7 тыс. кВт ч, при мощности 1000 кВА – 5,4 тыс. кВт ч.

При несимметричных нагрузках трансформаторы такого типа достаточно надежны и, соответственно, более рентабельны вследствие экономии потерь электроэнергии [26].

1.4 Выбор приборов освещения улиц поселка

Выбор источника света определяется комплексом факторов, основные из которых – характер работы (световая отдача, срок службы, спектральные характеристики), условия среды и размеры помещения.

Поселковые улицы предназначены для передвижения по ним легкового автотранспорта со скоростью не более 40 км/ч, а также для передвижения пешеходов.

В данном случае главной задачей стоит обеспечить освещением улицы поселка в сумеречное и ночное время. Освещение улиц, дорог и площадей с регулярным транспортным движением в городских поселениях следует проектировать исходя из нормы средней яркости усовершенствованных покрытий согласно табл. 11 СНиП 23-05-95 (таблица 3).

Таблица 3 - Нормы средней яркости усовершенствованных покрытий

Категория объекта по освещению	Улицы, дороги и площади *	Наибольшая интенсивность движения транспорта в обоих направления, ед/ч	Средняя яркость покрытия кд/кв.м	Средняя горизонтальная освещенность покрытия, лк
А	магистральные дороги	свыше 3000	1,6	20
	магистральные улицы общегородского значения	свыше 1000 до 2000	1,2	20
		от 500 " 1000	0,8	15
Б	Магистральные улицы районного значения	свыше 2000	1,0	15
		свыше 1000 до 3000	0,8	15
		от 500 " 1000	0,6	10
		менее 500	0,4	10
В	Улицы и дороги местного значения	500 и более	0,4	6
		менее 500	0,3	4
		одиночные автомобили	0,2	4

Определив категорию поселковых дорог, как дороги категории В, по табл. 12 СНиП 23-05-95 определим среднюю горизонтальную освещенность

на уровне покрытия дорог территории микрорайона в городских поселениях, равную 4 лк [17].

Включение освещения участков автомобильных дорог следует производить при снижении уровня естественной освещенности до 15-20 лк, а отключение - при его повышении до 10 лк.

Сравним два разных типа светильников (таблица 4):

- ЖКУ с ДНаТ 70 – консольный светильник с натриевой лампой высокого давления с мощностью 70 Вт;

- Focus 60 CW T - консольный светодиодный светильник.



Рисунок 3 - Консольный светильник с натриевой лампой

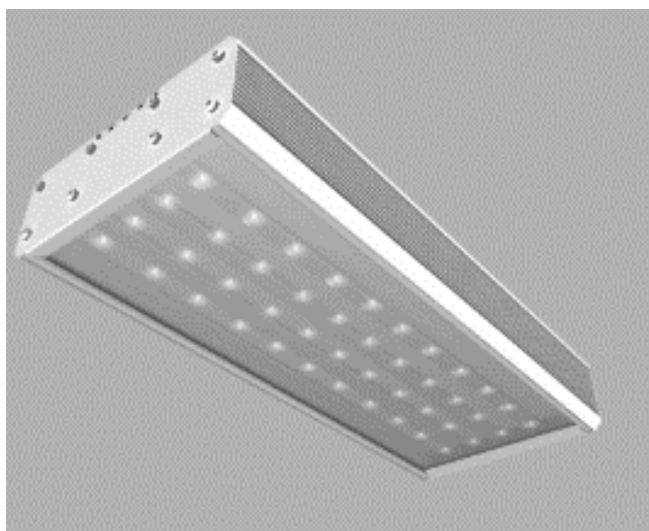


Рисунок 4 - Консольный светодиодный светильник

Таблица 4 – Характеристики светильников

Параметры	Светильник с лампой ДНаТ 70	Focus 60
Ресурс светильника	10000* часов (≈ 2,3 года)	100000* часов (≈ 22,9 года)
Потребляемая мощность	70 Вт	57 Вт
Напряжение на лампе	220 В	176-264 В
Световой поток	5600лм	7250лм
Световая отдача	80 лм/Вт	127 лм/Вт

* При использовании 12 часов в сутки.

Светоотдача - важный фактор при выборе светильников, который показывает отношение излучаемого светового потока к потребляемой им мощности и является показателем эффективности и экономичности источников света.

Несмотря на то, что мощность светодиодного светильника меньше, светоотдача его в полтора раза выше светильника с лампами ДНаТ. К тому же срок службы у Focus значительно больше.

Помимо этого, светодиодные светильники имеют дополнительный ряд преимуществ перед другим видом светильников. Они не вызывают скачка напряжения в момент их включения (для сравнения: пиковая нагрузка при запуске газоразрядных ламп может привести электросеть к выходу из строя).

Уличные LED светильники характеризуются помимо долгим сроком службы еще и простотой в обслуживании. Они не требуют регулярной замены ламп и не выходят из строя: уход заключается лишь в регулярной очистке прозрачных элементов от пыли. Поэтому светодиодный светильник Focus 60 является наилучшим выбором для исполнения наружного освещения коттеджного поселка [17, 39].

Вводные устройства домов с узлом учета

Начинается электроснабжение частного дома с подвода электропитания к дому от местных линий электропередач 0,4 кВ кабелем, который подходит для наружной проводки или проводами СИП. Подводится питание к дому проводами СИП или любым кабелем, подходящим для наружной проводки. Питающий кабель заводится во вводное (ВУ) или во вводное распределительное устройство (ВРУ) на пути от врезки в линию электропередачи и домом.

Вводное устройство представляет собой сборное электротехническое устройство, которое предназначено для подключения и первичной защиты электропитания дома. Вводное устройство располагается в металлическом ящике с разными степенями герметизации. Для управления и защиты электросети дома в металлическом ящике собраны коммутационные и защитные устройства. Вводные устройства по конструкции отличаются в зависимости от производителя, при этом принцип их устройства одинаковый.

Вводное устройство отличается от ВРУ тем, что в нем нет автоматов защиты для распределения электропитания по отдельным группам.

Вводное устройство устанавливается либо на столбе ЛЭП (рисунок 5). ВРУ устанавливается непосредственно в доме [9].

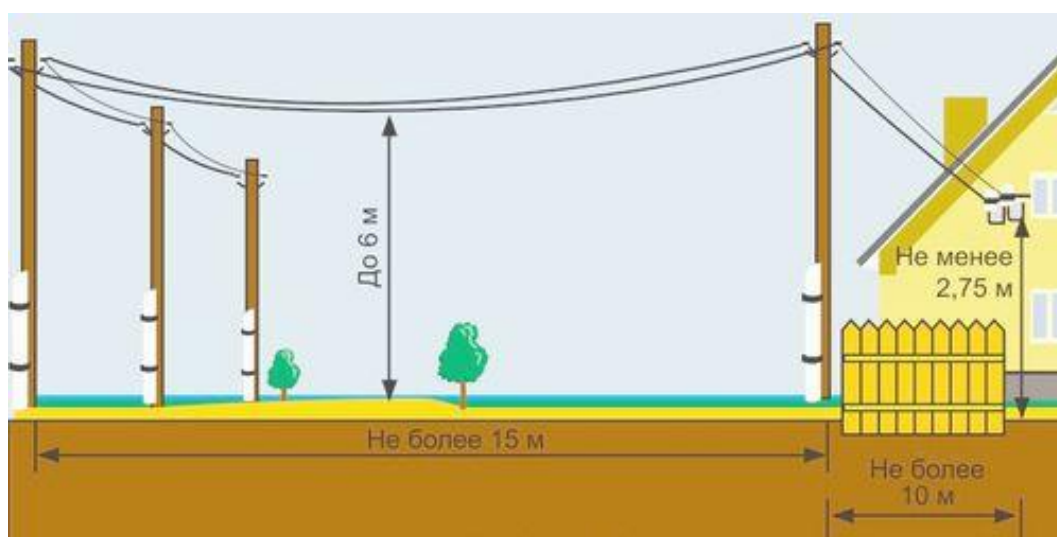


Рисунок 5 – Подвод электропитания к частному дому

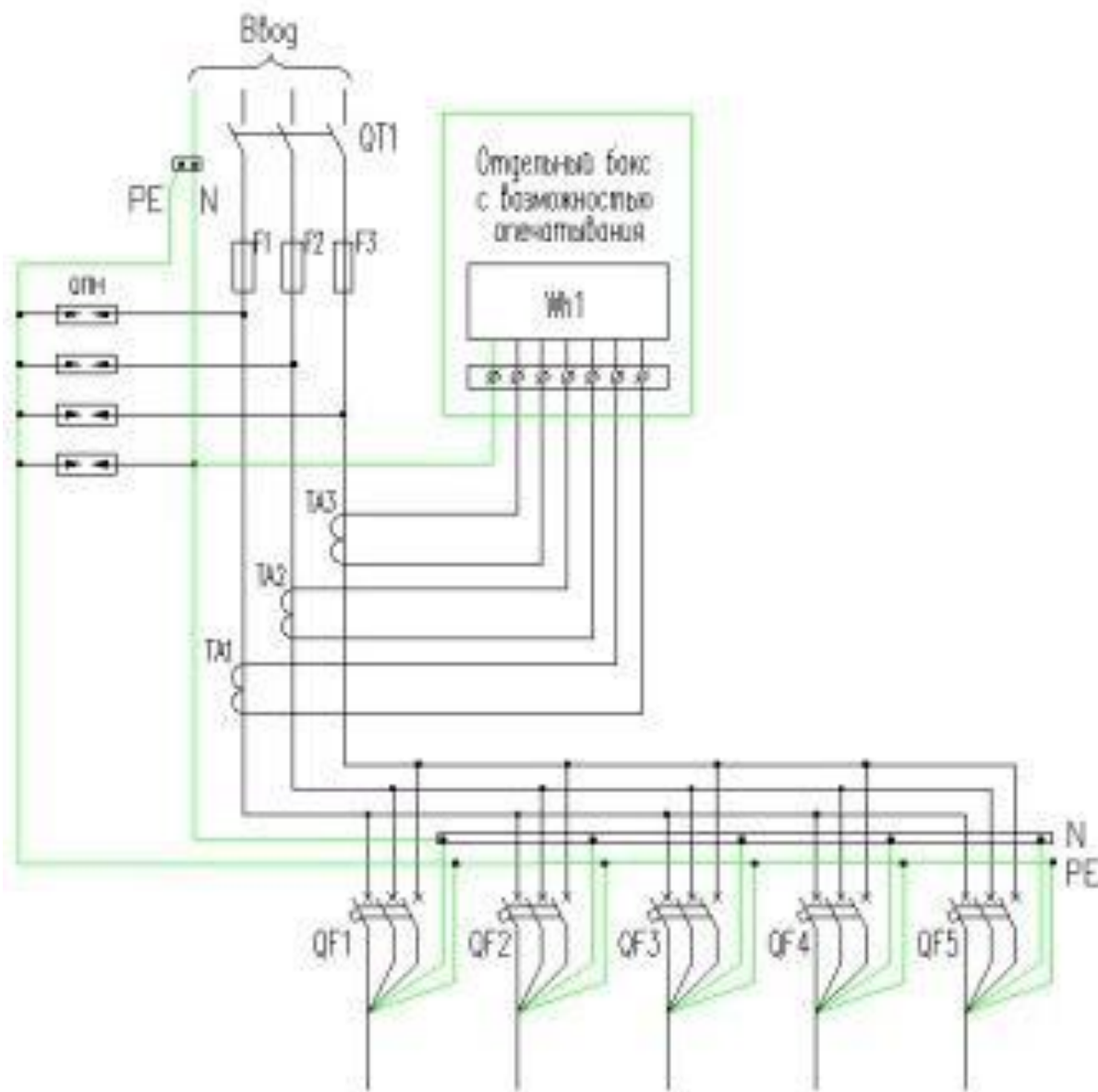


Рисунок 6 – Принципиальная схема ВУ с УЗИП

Принцип работы УЗИП состоит в следующем:

При резком скачке напряжения устройство защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП) резко снижает свое сопротивление, при этом сбрасывает повышенное напряжение фазного провода на заземление. Во вводном устройстве установлена главная заземляющая шина, которая соединяется посредством разрядника с фазным проводом.

Основная система питания, а, следовательно, и заземления, в частном секторе России - схема TN-C. В системе питания (заземления) TN-C нулевой рабочий провод и защитный провод объединены в один проводник PEN.

Внутри вводного устройства (ВУ) на главной заземляющей шине (ГЗШ) проводник PEN разделяется на нулевой рабочий проводник (N) и защитный проводник (PE), при этом они изолированы друг от друга. В пределах одного участка разделение можно делать один раз. Соединять проводники PE и N недопустимо.

Следовательно, при трехфазном питании частного дома 380 Вольт к ВУ подходят 4 питающих провода (L1, L2, L3, PEN), а от ВУ к внутреннему щиту дома отходят 5 проводников (L1, L2, L3, N, PE).

Если монтаж вводного устройства осуществляется на столбе, то заземление делается от столба.

При использовании вводного распределительного устройства в доме или около него главная заземляющая шина устанавливается ВРУ, возле дома делается повторное заземление [33].

2 Проектирование системы электроснабжения коттеджного поселка «Тимофеевка 2»

2.1 Расчет электрической мощности

Подсчёт электрических нагрузок по жилому массиву выполнен на основании данных СП31-110-2003 «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий», а также РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей».

Расчетная электрическая нагрузка жилых домов микрорайона (квартала), $P_{р.мр.}$, кВт, приведенная к шинам 0,4кВ ТП, определяется по формуле:

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

где $P_{р.ж.д.уд}$ – удельная расчетная нагрузка жилых домов, Вт/м², приведена в таблице 5; S – общая площадь жилых домов микрорайона, м².

Таблица 5 - Удельная расчетная нагрузка жилых домов

Этажность застройки	Жилой дом с плитами		
	На природном газе	На сжиженном газе или твердом топливе	электрическими
1-2 этажа	9,5/0,96	14,2/0,96	20,0/0,98
3-5 этажей	9,3/0,96	12,3/0,96	10,2/0,98
Более 5 этажей с долей квартир выше 6 этажа:			
20%	10,2/0,94	13,3/0,94	19,8/0,97
50%	10,9/0,93	14,0/0,93	20,4/0,97
100%	12,0/0,92	15,1/0,92	21,5/0,96

Таблица 6 – Распределение светильников по улицам

№	Наименование улицы	Протяженность улицы, м	Количество светильников, шт.	Мощность светильника, кВт
1	Восточная-2	1010	26	0,6
2	Земляничная	970	25	0,6
3	Солнечная	1000	25	0,6
4	Пограничная	950	24	0,6
Итого:		3930	100	600

Светодиодные светильники монтируются совместно с подвеской провода СИП на железобетонных стойках высотой 9,5м (СВ-95) воздушной линии 0,4кВ. Монтаж СИП и светильников происходит на высоте 8 метров от земли, с таким расчетом, что при пересечении линией проселочной дороги в наибольшем месте провеса расстояние от СИП до полотна дороги была в соответствии с ПУЭ не менее 7м. Стойки устанавливаются на расстоянии 40 метров [5].

Для расчета освещения внутри каждого коттеджа можно придерживаться методики расчета с применением метода коэффициента использования светового потока. Применение данного метода рационально для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей.

Необходимый световой поток каждого осветительного прибора рассчитывается по следующей формуле:

$$\Phi = \frac{EK_{зап} \cdot Sz}{N \cdot \eta}, \quad (2)$$

где E – заданная минимальная освещенность,

$K_{зап}$ – коэффициент запаса;

z – коэффициент минимальной освещенности;

S – освещаемая площадь, м^2 ;

N – число светильников;

η – коэффициент использования светового потока источника света в зависимости от индекса помещения, определяемого по выражению:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)}, \quad (3)$$

где A – длина помещения (м), B – ширина помещения (м), h – расчетная высота (м), определяемая по формуле:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (4)$$

где H – высота помещения (м), h_p – высота расчетной поверхности над полом (м), h_c – расстояние от светильника до перекрытия (м).

Число светильников в ряду определяется из выражения:

$$N = \frac{\Phi}{\Phi_{\text{ном}}}, \quad (5)$$

где $\Phi_{\text{ном}}$ – световой поток ламп в каждом светильнике.

Освещение помещений выполняется светодиодными лампами фирм Люмьер, EfLight, которые имеют весомые преимущества перед лампами накаливания:

- 1) большой срок службы;
- 2) низкое энергопотребление;
- 3) заводская гарантия на светодиодные лампы;
- 4) стробоскопический эффект устраним благодаря расположенной в цоколе аппаратуры, таким образом при пульсациях напряжения питания

световой поток стабилен. При этом отсутствует эффект усталости глаз при работе за компьютером;

5) в связи с тем, что эти лампы практически не нагреваются светодиодные лампы могут применяться там, где есть температурные ограничения. Управление освещением осуществляется выключателями и переключателями, устанавливаемыми на стене на высоте 0,8 м от пола [12].

2.3 Выбор мощности и количества трансформаторов КТП с учетом компенсации реактивной мощности

Для нормального функционирования системы электроснабжения жилого массива необходимо комплексно выбрать элементы сети, а именно, трансформаторы, токопроводы, источники реактивной мощности и др., а также средства компенсации для сетей напряжением до 1000 В.

Исходными данными являются:

$$P_{p\Sigma} = 1000 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1000 \cdot 0,29 = 291,7 \text{ квар};$$

$$S_{p\Sigma} = 1041,7 \text{ кВА}$$

С учетом категории потребителей для обеспечения надежности питания определяется число трансформаторов с выполнением приближенного расчета номинальной мощности выбираемых трансформаторов (автотрансформаторов).

Для потребителей 3-й категории, которыми являются жилые дома коттеджного типа, как правило, выбирается однотрансформаторная ПС, для которой номинальная мощность трансформатора $S_{ном.Т.}$ приближенно определяется с учетом перегрузки в нормальном режиме на 30% и допустимой перегрузки на 15% из-за неравномерности годового графика нагрузки.

К рассмотрению принимаем вариант установки на территории поселения 4-х однострансформаторных ТП, что обусловлено большой площадью объекта, подлежащего электроснабжению:

2 КТП с трансформаторами ТМГ12 250 кВА-6,3/0,4кВ; 2 КТП с трансформаторами ТМГ12 400 кВА-6,3/0,4кВ.

Обоснованием к выбору такого количества трансформаторов является большая площадь северо-восточной части поселка: 3500х1000м (3,5 км²). Поэтому была бы нерациональна установка одного, либо двух трансформаторов, т.к. это привело бы к снижению надежности электроснабжения потребителей из-за отсутствия возможности резервирования по стороне 0,4кВ напряжения. Также это привело бы к увеличению потерь в линиях.

Рассмотрим два варианта устанавливаемых КТП: 2КТП х 400 кВА и 2КТП х 250 кВА (технические характеристики представлены в таблице 7; 3КТП х 400кВА - в таблице 8) и выберем оптимальный по технико-экономическим показателям вариант.

Таблица 7 - Технические характеристики устанавливаемых КТП

Тип	$S_{ном.Т.},$ кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обмоток,		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТМГ – 400/6/0,4	400	6,3	0,4	4,5	4,6	0,61	1,1
ТМГ - 250/6/0,4	250	6,3	0,4	4,5	3,25	0,42	0,35

Расчетное число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot \frac{(S_{н1} \cdot n_1 + S_{н2} \cdot n_2)}{n_1 + n_2}}, \quad (6)$$

$$N_T = \frac{1000}{0,85 \cdot \frac{(400 \cdot 2 + 250 \cdot 2)}{4}} = 3,62.$$

К установке принимается $N_T=4$.

Потери в трансформаторах рассчитываются:

$$\Delta P_T = N_{T1} \cdot (P_{xx1} + K_3^2 \cdot P_{кз1}) + N_{T2} \cdot (P_{xx2} + K_3^2 \cdot P_{кз2}) \quad (7)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (0,61 + 0,85^2 \cdot 4,6) + 2 \cdot (0,425 + 0,85^2 \cdot 3,25) = 13,413 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = N_{T1} \cdot (i_{01} + K_3^2 \cdot U_{кз1}) \cdot \frac{S_{H1}}{100} + N_{T2} \cdot (i_{02} + K_3^2 \cdot U_{кз2}) \cdot \frac{S_{H2}}{100}, \quad (8)$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot (1,1 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} + 2 \cdot (0,35 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{250}{100} = 52,82 \text{ квар}.$$

Определяем расчетную нагрузку, учитывая потери в трансформаторах:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 1000 + 13,413 = 1013,413 \text{ кВт}, \quad (9)$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 291,7 + 52,82 = 344,52 \text{ квар}. \quad (10)$$

В соответствии с типовым годовым графиком электрических нагрузок рассчитываем реактивную мощность в часы минимума нагрузки:

$$Q_{\min} = 50\% \cdot Q_p = 172,26 \text{ квар} - \text{ для бытовой нагрузки}$$

Величина реактивной мощности, которая не должна быть скомпенсирована и должна передаваться из сети высокого напряжения (6 кВ) в сеть низкого напряжения (до 1000 В):

$$Q_{\text{эн}} = Q_{\text{эл}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}), \quad (11)$$

$$Q_{\text{эн}} = 230,94 \text{ квар}.$$

Величина реактивной мощности, которая может быть передана из сети высокого напряжения (6 кВ) в сеть низкого напряжения (до 1000 В) без компенсации:

$$Q_T = \sqrt{N_T \cdot K_3 \cdot S_{H.T}^2 - P_{p\Sigma}^2}, \quad (12)$$

$$Q_{T1} = \sqrt{N_{T1} \cdot K_3 \cdot S_{H.T1}^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 400^2 - 1000^2} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{T2} = \sqrt{N_{T2} \cdot K_3 \cdot S_{н.Т2}^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{2 \cdot 0,85 \cdot 250^2 - 1000^2} = 0 \text{ квар.}$$

Определим мощность устройств компенсации реактивной мощности, которые должны быть установлены на стороне ВН:

$$Q_{КУ.н1} = Q_{p\Sigma} - Q_{T1}, \quad (13)$$

$$Q_{КУ.н1} = Q_{p\Sigma} - Q_{T1} = 291,7 - 0 = 291,7 \text{ квар,}$$

$$Q_{КУ.н2} = Q_{p\Sigma} - Q_{T2} = 291,7 - 0 = 291,7 \text{ квар.}$$

Определим мощность устройств компенсации реактивной мощности, которые должны быть установлены на стороне 6 кВ:

$$Q_{КУ.6} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.н}, \quad (14)$$

$$Q_{КУ.61} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.н1} = 95,21 - 291,7 = -196,49 \text{ квар.}$$

$$Q_{КУ.62} = Q_{КУ.max} - Q_{КУ.н2} = 95,21 - 291,7 = -196,49 \text{ квар.}$$

Исходя из условия $Q_{КУ.6} < 800 \text{ квар}$, что величина полученной мощности устройств компенсации реактивной на стороне 6 кВ выполняется, то можно сделать вывод о нецелесообразности установки батарей конденсаторов на стороне 6 кВ.

Определим затраты на установку двух комплектных ТП с трансформаторами марки ТМГ 400/6,3.

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{ТП} \cdot 2 + C \cdot \Delta P_T, \quad (15)$$

$$Z_{КТП} = 0,223 \cdot 356481,23 \cdot 2 + 7763,68 = 166754,31 \text{ руб.}$$

Стоимость комплектной ТП составляет $K_{ТП} = 356481,23 \text{ руб.}$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot \tau = 1582,1 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год};$$

$$E = 0,223;$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{XX} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} = 7763,68;$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot T_p = 4107,5 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p = 2,9 \cdot 10^3 \text{ ч};$$

$$\alpha = 2110 \text{ руб} / \text{кВт}; T_M = 4500 \text{ ч}; T_p = 8760 \text{ ч};$$

$$\Delta P_{XX} = 0,61 \text{ кВт}; \Delta P_{K3} = 4,6 \text{ кВт};$$

$$Z_{общие} = Z_{КУ} + Z_{КТП} = 0 + 166754,31 = 166754,31 \text{ руб.}$$

Определим затраты на установку двух комплектных ТП с трансформаторами марки ТМГ 250/6,3.

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{ТП} \cdot 2 + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 267047,03 \cdot 2 + 5460,66 = 124563,63 \text{ руб.}$$

Стоимость комплектной ТП составляет $K_{ТП} = 267047,03 \text{ руб.}$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot \tau = 1582,1 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{год};$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{XX} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{K3} = 5802,63;$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot T_p = 4107,5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год};$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p = 2,9 \cdot 10^3 \text{ ч};$$

$$\alpha = 2110 \text{ руб/кВт}; T_M = 4500 \text{ ч}; T_p = 8760 \text{ ч};$$

$$\Delta P_{XX} = 0,425 \text{ кВт}; \Delta P_{K3} = 3,25 \text{ кВт};$$

$$Z_{\text{общие}} = Z_{KY} + Z_{KTP} = 0 + 124563,63 = 124563,63 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на установку четырех комплектных ТП (2х400кВА; 2х250кВА) составляют 291317,94руб.

Рассмотрим вариант с трансформаторами типа 3хТМГ- 400 кВА.

Таблица 8 – Характеристики трансформатора типа 3хТМГ- 400 кВА

Тип	$S_{\text{ном.Т.}}$, кВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		u_{κ} , %	ΔP_{κ} , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТМГ – 400/6/0,4	400	6,3	0,4	4,5	4,6	0,61	1,8

Число трансформаторов:

$$N_T = \frac{P_{p\Sigma}}{K_3 \cdot S_{\text{ном}}} = \frac{1000}{0,85 \cdot 400} = 2,94,$$

где K_3 трансформатора – 0,85.

К установке принимаем $N_T=3$.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N_T \cdot (P_{xx1} + K_3^2 \cdot P_{кз}) = 3 \cdot (0,61 + 0,85^2 \cdot 4,6) = 11,80 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = N_T \cdot (i_{01} + K_3^2 \cdot U_{кз}) \cdot \frac{S_H}{100} = 3 \cdot (1,1 + 0,85^2 \cdot 4,5) \cdot \frac{400}{100} = 52,22 \text{ квар}.$$

Расчетная нагрузка:

$$P_p = P_{p\Sigma} + \Delta P_T = 1000 + 11,80 = 1011,80 \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{p\Sigma} + \Delta Q_T = 291,7 + 52,22 = 343,92 \text{ квар}$$

Величина реактивной мощности, которая может быть передана из сети высокого напряжения (6 кВ) в сеть низкого напряжения (до 1000 В) без компенсации:

$$Q_{\text{эН}} = Q_{\text{эл}} - (Q_p - Q_{p\Sigma}) = 231,09 \text{ квар}$$

Величина реактивной мощности, которая может быть передана из сети высокого напряжения 6 кВ в сеть низкого напряжения до 1000 В:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{н.Т})^2 - P_{p\Sigma}^2} = \sqrt{(3 \cdot 0,85 \cdot 400)^2 - 1000^2} = 201 \text{ квар}.$$

Определим мощность установок компенсации реактивной мощности, которые могут быть установлены на стороне до 1000 В:

$$Q_{KV,н} = Q_{p\Sigma} - Q_T = 291,7 - 201 = 90,7 \text{ квар}.$$

Определим мощность установок компенсации реактивной мощности, которые могут быть установлены на стороне до 6 кВ:

$$Q_{KV,61} = Q_{KV,max} - Q_{KV,н1} = 95 - 291,7 = -196,70 \text{ квар}$$

$$Q_{KV,6} = Q_{KV,max} - Q_{KV,н} = 95 - 90,7 = 4,30 \text{ квар}.$$

Исходя из условия $Q_{KV,6} < 800 \text{ квар}$, что величина полученной мощности устройств компенсации реактивной на стороне 6 кВ выполняется, то можно сделать вывод о нецелесообразности установки батарей конденсаторов на стороне 6 кВ.

Затраты на установку комплектной ТП с трансформаторами 3хТМГ 400/6,3:

$$Z_{КТП} = E \cdot K_{ТП} \cdot 3 + C \cdot \Delta P_T = 0,223 \cdot 356481,23 \cdot 3 + 7763,68 = 356481,23 \text{ руб.}$$

Стоимость КТП $K_{ТП}=356\,481,23 \text{ руб.}$

$$C = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot \tau = 1582,1 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$C \cdot \Delta P_T = C_0 \cdot \Delta P_{ХХ} + C \cdot K_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ} = 7763,68 \text{ э}$$

$$C_0 = \left(\frac{\alpha}{T_M} \right) \cdot T_p = 4107,5 \text{ руб/кВт} \cdot \text{год}$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right)^2 \cdot T_p = 2,9 \cdot 10^3 \text{ ч}$$

$$\alpha = 2110 \text{ руб/кВт}; T_M = 4500 \text{ ч}; T_p = 8760 \text{ ч};$$

$$\Delta P_{ХХ} = 0,61 \text{ кВт}; \Delta P_{КЗ} = 4,6 \text{ кВт}$$

$$Z_{общие} = Z_{КУ} + Z_{КТП} = 0 + 356481,23 = 356481,23 \text{ руб.}$$

Суммарные затраты на установку 3-х КТП (3x400кВА) составляют 356481,23 руб.

Первый вариант, принимаемый к рассмотрению (2 КТПx400 кВА и 2КТПx250кВА), дороже второго рассматриваемого варианта (3 КТПx400кВА) на 15 %.

Но наличие четырех трансформаторов в первом случае позволяет увеличить надежность электроснабжения поселка, т.к. становится возможным резервирование трансформаторов по стороне 0,4кВ. Также обоснованием к выбору такого количества трансформаторов является большая площадь северо-восточной части поселка: 3500x1000м (3,5 км²). При меньшем числе трансформаторов это привело бы к увеличению потерь электроэнергии в линиях. Поэтому выбираем первый вариант: 2КТП с трансформаторами ТМГx400кВА + 2КТП с трансформаторами ТМГx250кВА. Технические параметры КТП-СЭЩ производства ОАО «Самара Электроцит» представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Технические параметры КТП-СЭЩ производства ОАО «Самара Электроцит»

Технические параметры КТП-СЭЩ-К	В габаритах 250 кВА	В габаритах 400 кВА
Мощность силового трансформатора, кВА *	25;40;100; 160; 250; 400	160; 250; 400; 630;1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	6; 10	
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4	
Ток термической стойкости на стороне ВН в течение 1 с., кА	20	
Ток электродинамической стойкости на стороне ВН, кА	51	
Ток термической стойкости на стороне НН в течение 1 с., кА	10;20	
Ток электродинамической стойкости на стороне НН, кА	25; 50	
Уровень изоляции по ГОСТ 5161-76	Нормальная	
Исполнение ввода ВН	воздушный, кабельный	
Исполнение вывода НН	воздушный, кабельный	
Габариты, мм	4500**(2250) x 2040 x 2060	4500**(2250) x 2100 x 3150
Сопротивление изоляции цепей КТП на стороне НН	1000	
группа соединения обмоток	Y/Y-0; Δ/Y-0	

Преимущества КТП-СЭЩ:

- В подстанциях предусмотрены электромеханические и электрические блокировки.

- Степень защиты оборудования увеличивается благодаря резиновым уплотнителям дверей подстанции КТП-СЭЩ-К.

- Ошиновки главных цепей подстанции грунтованы и окрашены.

- Контакты имеют луженые места.

- Оцинковка и эмаль, как двойное антикоррозийное покрытие;

- На линиях 0,4 кВ от атмосферных и коммутационных перенапряжений, от междуфазных коротких замыканий, от перегрузки и междуфазных коротких замыканий в КТП устанавливаются все необходимые защиты.

- Высокая заводская готовность позволяет быстро сворачивать и разворачивать подстанцию на новом месте;

- КТП имеют высокую эксплуатационную готовность и эстетический вид.

2.4 Расположение КТП 6/0,4 кВ

Рассматривая наиболее подходящее место для комплектной трансформаторной подстанции надо учитывать несколько моментов.

С увеличением длины линии увеличиваются потери, из-за чего приходится увеличивать сечение силового кабеля, что ведет к удорожанию линии.

Так же важно учитывать расположение КТП таким образом, чтобы они никак не мешала жителям поселка или движению транспорта.

Рассмотрим расположение КТП и длину кабелей высокой и низкой стороны напряжения.

Среднее расстояние от подстанции до одной из предполагаемой КТП коттеджного поселка 8км. Со стороны ВЛ-6кВ при длине линии менее 11 километров, ВЛ имеет небольшой уровень потерь в соответствии с

руководящими документами по проектированию воздушных линий. В связи с этим есть возможность наиболее оптимально расположить КТП с наименьшим расходом кабеля и величины потерь по стороне низкого напряжения.

Есть несколько вариантов расположения КТП. Один из таких вариантов подразумевает под собой расположение на окраинах, где КТП никаким образом не помешают своим присутствием или видом. Но в этом случае мы сталкиваемся с такого рода ситуацией, при которой у разных потребителей разные потери в кабеле (в зависимости от длины кабеля потери увеличиваются прямо пропорционально как показано на рисунке 7). Это может привести к переплате за электроэнергию или к замене кабеля большего сечения, что так же предполагает удорожание прокладки линии.

Второй вариант предполагает размещение в центре, на равном отдалении от потребителей, находящихся на периферии данного участка электроснабжения. В этом случае увеличении потерь не происходит. Такое расположение позволяет уменьшить и длину ВЛ-6кВ, так как комплектные подстанции находятся ближе и размещены в местах, где они не мешают движению транспорта или людей. Данное расположение является наиболее оптимальным

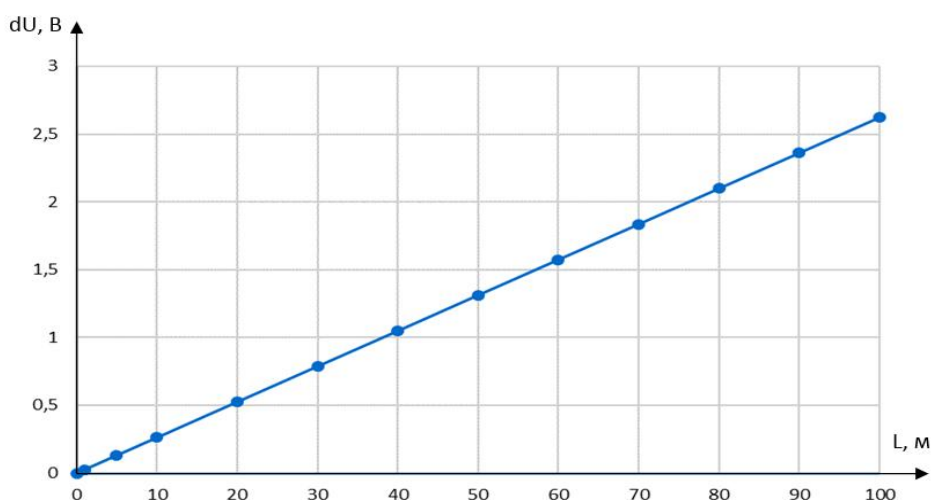


Рисунок 7 - График взаимосвязи длины кабеля и величины потери напряжения

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Для расчета трехфазного короткого замыкания составим две схемы: расчетную и замещения, которые приведены на рисунке 8.

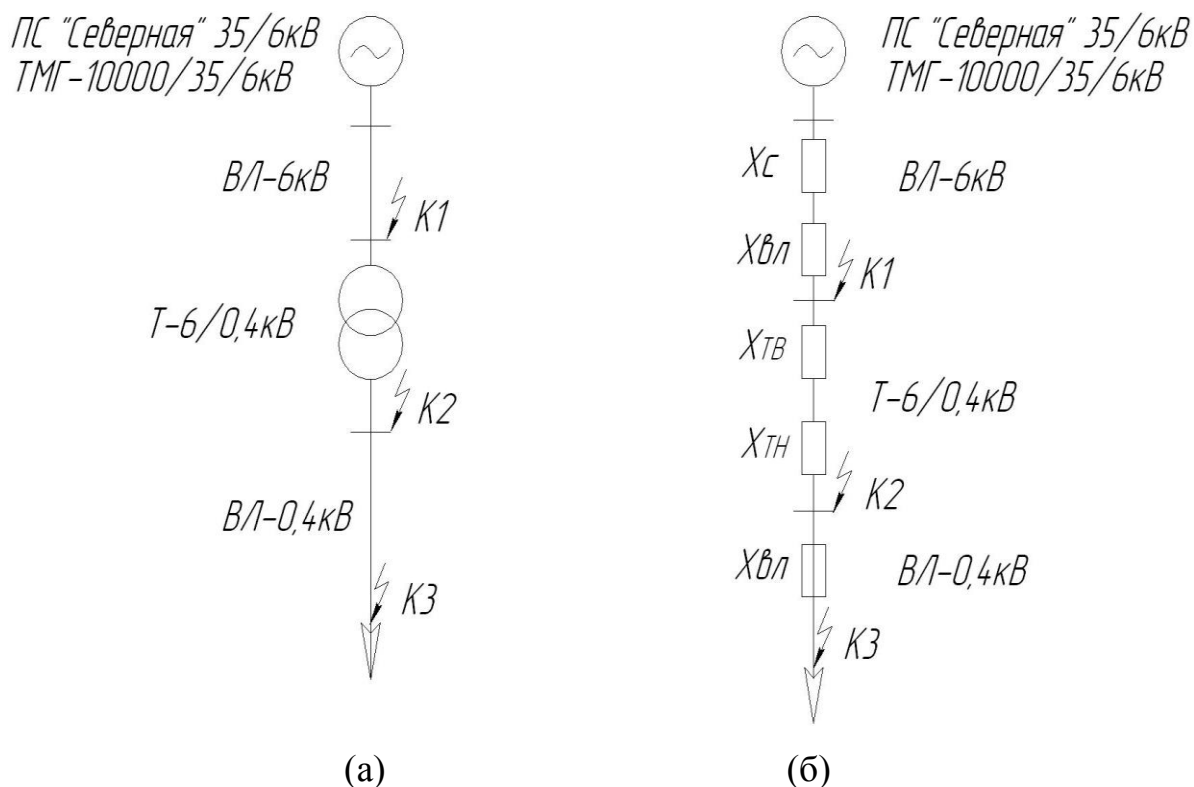


Рисунок 8 - Расчетная схема (а) и схема замещения (б)

Расчеты токов КЗ при проектировании ПС необходим для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, заземляющих устройств, разрядников и т.д. Исходные данные представлены в таблица 10.

Таблица 10 - Исходные данные для расчета токов КЗ

№	Наименование элемента	Мощность трансформатора, кВА	Протяженность ВЛ-6кВ, L, м	Протяженность ВЛ-0,4кВ, L, м
1	Система	10 000	—	40 м
2	КТП №1	400	7600	
3	КТП №2	400	7500	

Продолжение таблицы 10

4	КТП №3	250	8500	
5	КТП №4	250	8200	

Технические параметры трансформаторов ТМГ-250, ТМГ-400 и ТДН-10000 представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Технические параметры трансформаторов ТМГ-250, ТМГ-400 и ТДН-10000

Тип	$S_{ном.Г.},$ кВА	Каталожные данные					
		$U_{ном}$ обм, кВ		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТДН – 10000/35/6	10000	38, 5	6,3	6,5	11,6	2	1,4
ТМГ – 400/6/0,4	400	6,3	0,4	4,5	4,6	0,61	1,1
ТМГ-250/6/0,4	250	6,3	0,4	4,5	3,25	0,42	0,35

Система представлена ПС «Северной» 10000/35/6:

Значение сверхпереходной ЭДС для системы $E''_{*б,c}=1,0$, $S_{\bar{o}}=1000$

МВА.

Расчет сопротивлений элементов схемы:

Сопротивление системы:

$$x_{*б,c} = \frac{U_{к.вл},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ1}}, \quad (16)$$

$$x_{*б,c} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 6,5;$$

Сопротивление трансформатора ТМГ-400/6/0,4кВ:

$$x_{*б,T} = \frac{U_{к.вл},\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}}, \quad (17)$$

$$x_{*\bar{\sigma}, T_1} = \frac{U_{к.в1}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМТ1}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5.$$

Сопротивление трансформатора ТМГ-250/6/0,4кВ:

$$x_{*\bar{\sigma}, T_2} = \frac{U_{к.в2}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{НОМТ2}} = \frac{4,5}{100} \cdot \frac{1000}{0,4} = 112,5$$

Сопротивление ВЛ1 – до КТП№ 1 (ТМГ-400кВА)

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

$$x_{*\bar{\sigma}, вл1} = x_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср1}^2} = 0,4 \cdot 7,6 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 76,6 \cdot$$

Сопротивление ВЛ2 – до КТП№ 2 (ТМГ-400кВА)

$$x_{*\bar{\sigma}, вл2} = x_{уд} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср1}^2} = 0,4 \cdot 7,5 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 75,6 \cdot$$

Сопротивление ВЛ3 – до КТП№ 3 (ТМГ-250кВА)

$$x_{*\bar{\sigma}, вл3} = x_{уд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср1}^2} = 0,4 \cdot 8,5 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 85,7 \cdot$$

Сопротивление ВЛ4 – до КТП№ 4 (ТМГ-250кВА)

$$x_{*\bar{\sigma}, вл4} = x_{уд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср1}^2} = 0,4 \cdot 8,2 \cdot \frac{1000}{6,3^2} = 82,64 \cdot$$

Сопротивление воздушных линий 0,4кВ:

$$x_{*\bar{\sigma}, вл0,4} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср2}^2} = 0,08 \cdot 0,04 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 20 \cdot$$

Выполним расчет токов короткого замыкания К1.

Определим значения результирующего сопротивления до точки К1:

$$x_{*\text{рез}(\bar{\sigma})1} = x_{*\bar{\sigma}, C} + x_{*\bar{\sigma}, вл1} = 6,5 + 76,6 = 83,1$$

$$x_{*\text{рез}(\bar{\sigma})2} = x_{*\bar{\sigma}, C} + x_{*\bar{\sigma}, вл2} = 6,5 + 75,6 = 82,1$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})3} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},\epsilon\lambda3} = 6,5 + 85,7 = 92,2$$

$$x_{*рез(\bar{\sigma})4} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},\epsilon\lambda4} = 6,5 + 82,64 = 89,14$$

Величина базисного тока:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (19)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,65 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей ТКЗ:

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (20)$$

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{83,1} \cdot 91,65 = 1,1 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{82,1} \cdot 91,65 = 1,12 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})3}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{92,2} \cdot 91,65 = 1 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})4}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{89,14} \cdot 91,65 = 1,03 \text{ кА.}$$

Ударный ТКЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}, \quad (21)$$

$$i_{y\partial1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1,9 = 2,9 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o2} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,12 \cdot 1,9 = 3 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o3} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,9 = 2,69 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o4} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,03 \cdot 1,9 = 2,77 \text{ кА.}$$

где $k_{y\partial}=1,9$ – значение ударного коэффициента.

Выполним расчет токов короткого замыкания в точке К2.

Определим значения результирующего сопротивления до точки К2:

$$1) x_{*рез(\bar{\sigma})1} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},вл1} + x_{*\bar{\sigma},T1} = 6,5 + 76,6 + 112,5 = 195,6,$$

$$2) x_{*рез(\bar{\sigma})2} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},вл2} + x_{*\bar{\sigma},T2} = 6,5 + 75,6 + 112,5 = 194,6,$$

$$3) x_{*рез(\bar{\sigma})3} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},вл3} + x_{*\bar{\sigma},T3} = 6,5 + 85,7 + 112,5 = 204,7,$$

$$4) x_{*рез(\bar{\sigma})4} = x_{*\bar{\sigma},C} + x_{*\bar{\sigma},вл4} + x_{*\bar{\sigma},T4} = 6,5 + 82,64 + 112,5 = 201,64.$$

$$\text{Значение базисного тока: } I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока

$$I_{n,o1}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{195,6} \cdot 1443,38 = 7,38 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o2}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})2}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{194,6} \cdot 1443,38 = 7,4 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o3}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})3}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{204,7} \cdot 1443,38 = 7 \text{ кА,}$$

$$I_{n,o4}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})4}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{201,64} \cdot 1443,38 = 7,16 \text{ кА.}$$

Ударный ТКЗ :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o1} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,38 \cdot 1,8 = 18,79 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o2} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot 1,8 = 18,84 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o3} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7 \cdot 1,8 = 17,8 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,04} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,16 \cdot 1,8 = 18,23 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,8$ – значение ударного коэффициента.

Выполним расчет токов короткого замыкания в точке КЗ [27].

Определим значения результирующего сопротивления до точки КЗ:

$$1) \ x_{*рез(\bar{b})1} = x_{*\bar{b},C} + x_{*\bar{b},вл1} + x_{*\bar{b},T1} + x_{*\bar{b},вл0,4(1)} = \\ = 6,5 + 76,6 + 112,5 + 20 = 215,6$$

$$2) \ x_{*рез(\bar{b})2} = x_{*\bar{b},C} + x_{*\bar{b},вл2} + x_{*\bar{b},T2} + x_{*\bar{b},вл0,4(2)} = \\ = 6,5 + 75,6 + 112,5 + 20 = 214,6$$

$$3) \ x_{*рез(\bar{b})3} = x_{*\bar{b},C} + x_{*\bar{b},вл3} + x_{*\bar{b},T3} + x_{*\bar{b},вл0,4(3)} = \\ = 6,5 + 85,7 + 112,5 + 20 = 224,7$$

$$4) \ x_{*рез(\bar{b})4} = x_{*\bar{b},C} + x_{*\bar{b},вл4} + x_{*\bar{b},T4} + x_{*\bar{b},вл0,4(4)} = \\ = 6,5 + 82,64 + 112,5 + 20 = 221,64$$

$$\text{Величина базисного тока: } I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1443,38 \text{ кА}.$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока

к.з.:

$$I_{n,01}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})1}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{215,6} \cdot 1443,38 = 6,7 \text{ кА}.$$

$$I_{n,02}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})2}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{214,6} \cdot 1443,38 = 6,73 \text{ кА}.$$

$$I_{n,03}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})3}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{224,7} \cdot 1443,38 = 6,43 \text{ кА}.$$

$$I_{n,04}^3 = \frac{E''_{*\bar{b}}}{x_{*рез(\bar{b})4}} \cdot I_{\bar{b}} = \frac{1}{221,64} \cdot 1443,38 = 6,51 \text{ кА}.$$

Ударный ток к.з. :

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,01} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,7 \cdot 1,8 = 17 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,02} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,73 \cdot 1,8 = 17,13 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 3} = \sqrt{2} \cdot I_{n,03} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,43 \cdot 1,8 = 16,4 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial 4} = \sqrt{2} \cdot I_{n,04} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,51 \cdot 1,8 = 16,6 \text{ кА},$$

где $k_{y\partial} = 1,8$ – значение ударного коэффициента.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.з.

Расчет максимального тока:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (22)$$

$$I_{\max T1} = \frac{1,4 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 51,32,$$

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

$$I_{\max T2} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 32 \text{ А},$$

$$I_{\max 2} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 \text{ А}.$$

Расчет тока однофазного К.з.

Точка К1:

$$x_{*2\Sigma 1} = x_{*б,C} + x_{*б,вл1} = 83,1;$$

$$x_{*2\Sigma 2} = x_{*б,C} + x_{*б,вл2} = 82,1$$

$$x_{*2\Sigma 3} = x_{*б,C} + x_{*б,вл3} = 92,2$$

$$x_{*2\Sigma 4} = x_{*б,C} + x_{*б,вл4} = 89,14$$

$$x_{*0\Sigma 1} = x_{*б,C} + 3,5 \cdot x_{*б,вл1} = 6,5 + 3,5 \cdot 76,6 = 274,6$$

$$x_{*0\Sigma 2} = x_{*\bar{\sigma}, C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{\sigma}, \bar{\sigma} \Lambda 2} = 6,5 + 3,5 \cdot 75,6 = 271,1$$

$$x_{*0\Sigma 3} = x_{*\bar{\sigma}, C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{\sigma}, \bar{\sigma} \Lambda 3} = 6,5 + 3,5 \cdot 85,7 = 306,45$$

$$x_{*0\Sigma 4} = x_{*\bar{\sigma}, C} + 3,5 \cdot x_{*\bar{\sigma}, \bar{\sigma} \Lambda 4} = 6,5 + 3,5 \cdot 82,64 = 295,74$$

$$I_{\kappa}^1 = m^n \frac{E_{*\bar{\sigma}}^{//}}{x_{*\Sigma} + \Delta x^1}, \quad (23)$$

$$I_{n,01}^1 = I_{\kappa 1}^1 \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (24)$$

$$I_{\kappa}^1 = m^n \frac{E_{*\bar{\sigma}}^{//}}{x_{*\Sigma 1} + \Delta x^1} = 3 \cdot \frac{1}{83,1 + 274,6} = 0,0084,$$

$$I_{n,01}^1 = I_{\kappa 1}^1 \cdot I_{\bar{\sigma}} = 0,0084 \cdot 91,65 = 0,77 \text{ } \kappa A,$$

$$I_{\kappa 2}^1 = m^n \frac{E_{*\bar{\sigma}}^{//}}{x_{*\Sigma 2} + \Delta x^2} = 3 \cdot \frac{1}{82,1 + 271,1} = 0,0085,$$

$$I_{n,02}^1 = I_{\kappa 2}^1 \cdot I_{\bar{\sigma}} = 0,0085 \cdot 91,65 = 0,78,$$

$$I_{\kappa 3}^1 = m^n \frac{E_{*\bar{\sigma}}^{//}}{x_{*\Sigma 3} + \Delta x^3} = 3 \cdot \frac{1}{92,2 + 306,45} = 0,0075,$$

$$I_{n,03}^1 = I_{\kappa 3}^1 \cdot I_{\bar{\sigma}} = 0,0075 \cdot 91,65 = 0,69,$$

$$I_{\kappa 3}^1 = m^n \frac{E_{*\bar{\sigma}}^{//}}{x_{*\Sigma 3} + \Delta x^3} = 3 \cdot \frac{1}{89,14 + 295,74} = 0,0078,$$

$$I_{n,04}^1 = I_{\kappa 4}^1 \cdot I_{\bar{\sigma}} = 0,0078 \cdot 91,65 = 0,72.$$

Данные расчетов токов короткого замыкания сведены в таблице 12.

Таблица 12 - Данные расчетов токов короткого замыкания

Наименование	Точка КЗ	U_n , кВ	I_{max} , А	$K_{уд}$	$I^{(3)}_к$, кА	$i_{уд}$, кА
КТП №1- 400/6/0,4	К1	6	51,32	1,9	1,1	2,9
	К2	0,4	808,29	1,8	7,38	18,79
	К3	0,22	808,29	1,8	6,7	17
КТП №2- 400/6/0,4	К1	6	51,32	1,9	1,12	3
	К2	0,4	808,29	1,8	7,4	18,84
	К3	0,22	808,29	1,8	6,73	17,13
КТП №3- 250/6/0,4	К1	6	32	1,9	1	2,69
	К2	0,4	505,2	1,8	7	17,8
	К3	0,22	505,2	1,8	6,43	16,4
КТП №4- 250/6/0,4	К1	6	32	1,9	1,03	2,77
	К2	0,4	505,2	1,8	7,16	18,23
	К3	0,22	505,2	1,8	6,51	16,6

2.6 Исполнение, монтаж и заземление электрооборудования

По последним нормативным документам электросчетчик должен устанавливаться на улице в герметичном корпусе с прозрачным окошком. Это необходимо для простоты осмотра показаний, но в то же время и с защитой от несанкционированного доступа непосредственно к счетчику.

Вместе со счетчиком во внутрь герметичные корпуса помещаются коммутационные и защитные устройства, предназначенные для подключения и первичной защиты электропитания коттеджа, таким образом выполняя назначение вводного устройства (ВУ). Само ВУ располагается на железобетонной опоре на высоте $h=1,5$ м от земли.

Мансардный жилой дом запитывается по III категории надежности электроснабжения. Внутри дома, в тамбуре на стене на высоте $h=1,5$ м от пола устанавливается вводное устройство ЩКУ – квартирный щиток, учетно-групповой со встроенным узлом учета – счетчиком Меркурий 200.02 5(50). С помощью ЩКУ осуществляется распределение электроэнергии по дому.

Внутренняя электропроводка коттеджа выполняется по стенам 1-го и 2-го этажа кабелем ВВГнг-(LS) в трубах из самозатухающего ПВХ в слое негорючей минераловатной изоляции «Isover» и гипсокартона. Заводская цветная маркировка проводов и кабелей согласно ПУЭ.

Розетки в кухне устанавливаются на $h=0,95$, в санузле для стиральной машины – на $h=0,7$ м, остальные в помещениях на $h=0,2$ м от пола со степенью защиты IP20.

Все металлические корпуса электрооборудования, светильники заземляются, используя защитный проводник кабеля и вновь спроектированный контур заземления дома.

Контур заземления дома представляет собой треугольник с размерами $3 \times 3 \times 3$ метра, состоящего из вертикального заземлителя – сталь круглая Ст3пс5 $\varnothing 18$ мм, $L=5$ м в количестве 3 шт; и горизонтального заземлителя – сталь полосовая Ст3пс5 длиной 9 метров и сечением 40×5 мм. Расстояние между вертикальными заземлителями 3 метра, соединение с горизонтальными заземлителями выполняется сваркой, глубина заложения – 0,7 метров. Соединение контура заземления дома с главной заземляющей шиной ЩКУ так же выполняется сталью полосовой сечением 40×5 мм.

Контур заземления ВУ на опоре выполняется по такому же принципу, что и у дома. Единственное отличие – это соединение контура заземления с ВУ, которое выполняется в виде опуска от герметичного корпуса горячекатаной проволокой стальной $\varnothing 10$ мм. Сопротивление заземления ЩКУ и ВУ в соответствии с ПУЭ не должно превышать 4 Ом с учетом сопротивления естественных заземлителей.

2.7 Обоснование выбора электрооборудования и проводников

Устанавливаем КТП-СЭЩ-К-В-В-400-6/0,4-УХЛ-1 и КТП-СЭЩ-К-В-В-250-6/0,4-УХЛ-1 с оборудованием: выключатель нагрузки ВНА-П-М-10/630-20зпЗУ2; разрядники РВО-6(10)-У1; предохранители ПКТ 101-6-31,5-20 У3; трансформаторы тока ТШП-0,66; выключатели автоматические по стороне 0,4кВ: ВНА-СЭЩ-В-АН-06D-630А; ВНА-СЭЩ-В-АН-10D-1000А ВА-47-100-63А; ВА-04-36-200А, ВА 04-36-80А; ВА 04-36-160А; ВА 47-29-25А.

2.7.1 Выбор выключателей нагрузки КТП на стороне 6 кВ

Выбираем выключатель ВНА-П-М-10/630-20зпЗУ2

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

По величине номинального напряжения:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном} \quad (25)$$

$$U_{ном} = 6кВ \leq U_{сет.ном} = 6кВ$$

По величине номинального тока:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном}, \quad (26)$$

$$I_{max T1,2} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 51,3А,$$

$$I_{max T3,4} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 32А, \quad (27)$$

$$I_{ном} = 630А.$$

$$I_{ном.дл T1,2} = 51,3А \leq I_{ном} = 630А$$

$$I_{ном.дл T3,4} = 32А \leq I_{ном} = 630А$$

По отключающей способности:

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{откл.ном}, \quad (28)$$

$$I_{n,\tau 2} = 1,12 \text{ кА} \leq I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей ТКЗ:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} / 100) \cdot I_{откл.ном}, \quad (29)$$

$$\tau = t_{pz} + t_{св} = 0,025 + 0,05 = 0,075 \text{ с}, \quad (30)$$

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

$$i_{a,\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 1,12 \cdot e^{0,075/0,1} = 2,83 \text{ кА}; \quad (31)$$

в) по величине полного ТКЗ:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot (1 + \beta_{ном} / 100) \quad (32)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 1,12 + 2,78) \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$$

$$4,3 \text{ кА} \leq 39,6 \text{ кА}$$

По величине предельного сквозного ТКЗ – проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{нрс}, \quad (33)$$

$$I_{n,o} = 1,1 \text{ кА} \leq I_{нрс} = 51 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial} \leq i_{нрс}, \quad (34)$$

$$i_{y\partial} = 3 \text{ кА} \leq i_{нрс} = 51 \text{ кА}.$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (35)$$

$$B_K = 1,12^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 0,188 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{к.ном} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 0,188 \leq B_{к.ном} = 20.$$

2.7.2 Выбор разрядника

Выбираем разрядник РВО-6(10)У1.

Разрядник РВО-6(10)У1 предназначен для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Изготавливается для сетей с любой системой заземления нейтрали.

Разрядник РВО-6(10)У1 состоит из искровых промежутков и нелинейных резисторов, заключенных в герметично закрытую фарфоровую крышку, которая защищает внутренние элементы разрядника от воздействия внешней среды и обеспечивает стабильность характеристик.

2.7.3 Выбор предохранителей по стороне 6 кВ

Выбираем предохранитель ПКТ-101-6(10)-31,5-20 УЗ.

Предохранители выбираются по следующим параметрам:

1) напряжению установки – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;

$$6,3кВ \leq 6,3кВ$$

2) току отключения – $I_{н,о} \leq I_{пр.откл.ном.}$.

$$I_{н,оT1} = 1,1 \leq I_{пр.откл.ном.} = 31,5;$$

$$I_{н,оT2} = 1,12 \leq I_{пр.откл.ном.} = 31,5;$$

$$I_{н,оT3} = 1 \leq I_{пр.откл.ном.} = 31,5;$$

$$I_{н,оT4} = 1,03 \leq I_{пр.откл.ном.} = 31,5;$$

2.7.4 Выбор гибких шин и токопроводов ВЛ-6 кВ и ВЛ-0,4 кВ

Выбираем токопроводы ВЛ-6кВ марки СИП 2А.

Сечение гибких шин (проводов) выбирается по следующим параметрам:

1) Экономической плотности тока:

$$I_{расч} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,64 A$$
$$S = \frac{I_{расч}}{j_{ЭК}} = \frac{91,64}{1} = 91,64 \text{ мм}^2, \quad (36)$$

где $j_{ЭК} = 1$ – нормированная плотность тока, $A/\text{мм}^2$.

Принимаем провод СИП 2А: $S = 95 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 330 A$.

2) Длительному допустимому току из условия нагрева:

$$I_{расч.} \leq I_{дл.доп.}$$

$$91,64 A \leq 330 A$$

Провод проходит по длительному допустимому току.

Для ВЛ-0,4кВ выбираем самонесущий изолированный провод СИП 2А 3x95+1x95, обеспечивающий высокую надежность и безопасность сетей 0,4кВ. Данный вид проводов получил широкое применение в крупных населенных пунктах, т.к. он безопасен при соприкосновении, обладает высокой прочностью и позволяет снизить процент отключения выключателя за счет наличия изоляционного внешнего слоя.

2.7.5 Выбор трансформаторов тока на стороне 0,4 кВ

Выбираем шинный трансформатор тока **ТШП-0,66**.

Номинальное напряжение до 0,66 кВ.

Номинальный первичный ток 1000 А.

Номинальный вторичный ток 5 А.

Класс точности 0,5.

Трансформатор (ТТ) тока выбирается по следующим условиям:

1) номинальному напряжению – $U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$;

$$0,4кВ \leq 0,4кВ$$

2) номинальному длительному (рабочему) току – $I_{ном.} \leq I_{ном.}$,

$$I_{ном.Т1} \leq I_{ном.};$$

$$I_{ном.Т1} = 578А \leq I_{ном.} = 600А$$

$$I_{ном.Т2} = 361,3А \leq I_{ном.} = 600А$$

2.7.6 Выбор автоматического выключателя на стороне 0,4 кВ

Выбираем ВНА-СЭЦ-В-АН-06D-630А для КТПх400кВА и ВНА-СЭЦ-В-АН-10D-1000А.

Выключатели предназначены для защиты электрических цепей переменного тока частотой 50/60Гц напряжением до 690В, потребителей электроэнергии от токов короткого замыкания и перегрузки, для проведения тока в нормальном режиме, а также для нечастых оперативных включений и отключений (до 6 в час) для указанных цепей.

Автоматический выключатель выбираем по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$$

$$U_{ном} = 0,4кВ \leq U_{сет.ном} = 0,4кВ$$

и номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном}$$

$$I_{\max Т1,2} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 808,29 А$$

$$I_{\max Т3,4} = 1,4 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 505,2 А$$

$$I_{\text{НОМ.}\Delta\text{ЛГ1,2}} = 808,29 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ.}\Delta\text{ЛГ3,4}} = 505,2 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ A}$$

Выбираем АВ по отключающей способности:

на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$$

$$I_{n,\tau 2} = 7,4 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 85 \text{ кА}$$

по апериодической составляющей тока К.З.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ}} / 100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}$$

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,025 + 0,05 = 0,075 \text{ с}$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = 19,5 \text{ кА}$$

$$i_{a,\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot e^{0,075/0,1} = 18,7 \text{ кА};$$

по полному току К.З.

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}} / 100)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 7,4 + 18,66) \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$$

$$29,09 \text{ кА} \leq 39,6 \text{ кА}$$

4) Предельному сквозному току К.З. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{\text{нрс}}, \tag{37}$$

$$I_{n,o} = 7,4 \text{ кА} \leq I_{\text{нрс}} = 85 \text{ кА}$$

$$i_{y\delta} \leq i_{\text{нрс}}$$

$$i_{y\delta} = 18,84 \text{ кА} \leq i_{\text{нрс}} = 85 \text{ кА}$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (38)$$

$$B_K = 7,4^2 \cdot (0,05 + 0,1) = 8,17 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{K,ном} = 85^2 \cdot 0,05 = 361,25 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_K = 8,17 \leq B_{K,ном} = 361,25$$

Выключатель выпускается с установленным на нем независимым расцепителем с регулируемыми уставками по току от 0,4 до 1 от $I_{ном}$.

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

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

1) Номинальному напряжению:

$$U_{ном} \leq U_{сет.ном}$$

$$U_{ном} = 0,4 \text{кВ} \leq U_{сет.ном} = 0,4 \text{кВ}$$

2) Номинальному току:

$$I_{ном.дл} \leq I_{ном}$$

$$I_{\max 1} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{117}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 169 \text{А}$$

$$I_{\max 2} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{86,5}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 110 \text{А}$$

$$I_{\max 3} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{42}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 60 \text{А}$$

$$I_{\max 4} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{30}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 44A$$

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

$$I_{\text{НОМ.}\partial\text{Л}1} = 169A \leq I_{\text{НОМ}} = 200A$$

$$I_{\text{НОМ.}\partial\text{Л}2} = 110A \leq I_{\text{НОМ}} = 160A$$

$$I_{\text{НОМ.}\partial\text{Л}3} = 60A \leq I_{\text{НОМ}} = 80A$$

$$I_{\text{НОМ.}\partial\text{Л}4} = 44A \leq I_{\text{НОМ}} = 63A$$

$$I_{\text{НОМ.}\partial\text{Л}5} = 18A \leq I_{\text{НОМ}} = 25A$$

3) Отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{n,\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$$

$$I_{n,\tau 2} = 7,4кА \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 10кА$$

на отключение апериодической составляющей тока К.З.:

$$i_{a,\tau} \leq i_{a,\text{НОМ}} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОР}} / 100) \cdot I_{\text{откл.НОМ}}, \quad (39)$$

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{св}} = 0,025 + 0,05 = 0,075с$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = 19,5кА$$

$$i_{a,\tau 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 7,4 \cdot e^{0,075/0,1} = 18,7кА;$$

по полному току К.З.

$$(\sqrt{2} \cdot I_{n,\tau} + i_{a,\tau}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.НОМ}} \cdot (1 + \beta_{\text{НОМ}} / 100)$$

$$(\sqrt{2} \cdot 7,4 + 18,66) \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot (1 + 0,4)$$

$$29,09кА \leq 39,6кА$$

4) Предельному сквозному току К.З. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{n,o} \leq I_{npc} \quad (40)$$

$$I_{n,o} = 7,4 \text{ кА} \leq I_{npc} = 20 \text{ кА}$$

$$i_{yd} \leq i_{npc}$$

$$i_{yd} = 18,84 \text{ кА} \leq i_{npc} = 20 \text{ кА}$$

5) Тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_k = 8,17 \leq B_{k,ном} = 39,6$$

Результаты выбора по КТП-250 кВА сведены в таблицу 13 и по КТП-400 кВА в таблицу 14.

Таблица 13 - Результаты выбора по КТП-250 кВА

№	Группа ЭП	Аппарат защиты	Кол-во	Расч. ток, А
1	Группа потребителей 1	ВА 04-36-160А	1	110
2	Группа потребителей 2	ВА 04-36-160А	1	110
3	Группа потребителей 3	ВА 04-36-80А	1	60
4	Освещение улиц поселка	ВА 47-29-25А	1	18
5	Резерв	ВА 47-100-63А	1	44

Таблица 14 - Результаты выбора по КТП-400 кВА

№	Группа ЭП	Аппарат защиты	Кол-во	Расч. ток, А
1	Группа потребителей 1	ВА 04-36-200А	1	169
2	Группа потребителей 2	ВА 04-36-200А	1	169
3	Группа потребителей 3	ВА 04-36-200А	1	169
4	Освещение улиц поселка	ВА 47-29-25А	1	18
5	Резерв	ВА 47-100-63А	1	44

2.7.8 Выбор аппаратов, устанавливаемых во внутридомовом распределительном щитке

В качестве вводного устройства принимаем учетно-групповой квартирный щиток **ЩКУ8-сч/5 1УХЛЗ**, устанавливаемый в стенную нишу дома. В щитке примем к установке вводной автомат **ВА 04-36-80А** (выбор автомата см. п.4.7).

На каждую группу электроприемников в щитке устанавливаем автоматы защиты с устройством защитного отключения (УЗО), представленные в таблице 15.

Таблица 15 - Автоматы защиты с устройством защитного отключения

№	Группа ЭП	Аппарат защиты	Кол-во
1	Освещение	АЕ-2043-6А	4
2	Розеточная сеть 1	АЕ-2043-6А	2
		УЗО22-С10-2-010 (10А)	1
3	Розеточная сеть 2	АЕ-2043-6А	2
		УЗО22-С10-2-010 (10А)	1
4	Розеточная сеть 2	АЕ-2043-6А	2
		УЗО22-С10-2-010 (10А)	1
5	Ванная комната	АЕ-2043-6А	1
		УЗО22-С10-2-010 (10А)	1

Устройство защитного отключения (УЗО) - коммутационный аппарат или совокупность элементов. Во время эксплуатации при определенных условиях эти элементы при достижении или превышении дифференциальным током заданного значения вызывают размыкание контактов.

При выборе УЗО руководствуются следующим условием: суммарная величина тока утечки сети с учетом присоединяемых стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы не должна превосходить 1/3 номинального тока УЗО. При отсутствии данных о токах утечки электроприемников ее следует принимать из расчета 0,3 мА на 1А

тока нагрузки, а ток утечки сети - из расчета 10 мкА на 1 метр длины разного проводника.

Единственным электрозащитным средством, которое обеспечивает надежную защиту человека от поражения электрическим током, служит устройство защитного отключения. При случайном соприкосновении человека с элементами электроустановки, которые находятся под напряжением, УЗО быстро обеспечивает безопасность рабочего [14-15].

2.8 Монтаж силовых трансформаторов

Монтаж силовых трансформаторов - это комплекс сложных технологических операций.

Требования к выполнению монтажа силовых трансформаторов:

- наличие специального технологического и подъемно-транспортного оборудования;
- оснастка;
- аппаратура и приборы;
- инструмент.
- квалифицированный персонал.

Системы охлаждения, устройства переключения напряжения под нагрузкой, виды защиты масла трансформатора, типы высоковольтных вводов – все это влияет на последовательность выполнения работ по монтажу и объем работ.

В сопроводительной технической документации на трансформатор указываются необходимые для монтажа сведения и технические данные трансформатора, а также отдельных его частей и комплектующих узлов, аппаратуры и приборов. Товарный знак завода-изготовителя, заводской номер, год выпуска трансформатора и основные номинальные данные трансформатора и отдельных его частей фиксируются на паспортной табличке, прикрепленной к баку каждого трансформатора [30, 33].

2.8.1 Демонтаж и отправка трансформаторов с завода-изготовителя

Автомобильный и железнодорожный транспорт - основной вид транспортировки трансформаторов до места установки. Перевоз трансформатора – это технологическая операция, от которой зависит сохранность трансформатора.

Трансформаторы на напряжение до 10/6 кВ мощностью до 2,5 МВА транспортируются полностью собранными и залитыми маслом.

Установленный в трансформатор расширитель заполняют маслом до определенного уровня. Расширитель сообщается с окружающим воздухом посредством заполненного сухим силикагелем воздухоосушителя.

Для перевозки трансформатора разрабатывают проект организации работ (ПОР), где отражается согласование с организациями власти, технические расчеты и др. На основании ПОР разрабатывается ППР (проект производства работ), где приводится описание трассы, определяется состав бригады рабочих, приводится перечень необходимых механизмов, даются указания по технике безопасности и т.д. Также в ППР разрабатываются способы погрузки и разгрузки трансформаторов. Назначается ответственный руководитель работ из инженерно-технического персонала.

После прибытия трансформатора и его составных частей на место назначения их принимают по накладной ведомости завода-изготовителя. Проверяют состояние прибывшего оборудования.

После приемки трансформатора составляют акт, в котором отражают обнаруженные при проверке неисправности. Затем проверяется комплектность по демонтажным и упаковочным ведомостям.

2.8.2 Производство монтажных работ на трансформаторах 6/10 кВ мощностью до 2500 кВА

По прибытия трансформатора до его разгрузки необходимо провести внешний осмотр трансформатора, особое внимание необходимо уделить

состоянию фарфоровых вводов, отсутствию следов утечки масла в расширителе и т.д.

Для подъема трансформатора используются тросы определенной грузоподъемности со специально предназначенными для этого крюками. Угол направления строп с вертикалью не должен превышать 30°. Более, чем на пятнадцать градусов недопустимо наклонять трансформатор при монтаже и разгрузке.

К моменту начала монтажа должны быть окончены строительные работы в трансформаторной ячейке либо на фундаменте. Пути перекачки (рельсы) должны быть выверены на горизонтальность.

Далее производится проверка состояния трансформатора в следующем порядке:

Первый этап: внешний осмотр трансформатора.

- проверка уровня масла в расширителе;
- наличие или отсутствие следов утечки масла в разъемных соединениях и сварных швах;
- состояние фарфоровых вводов;
- наличие пломб на кранах и пробках;
- отсутствие вмятин на баке;
- уровень масла должен быть в пределах отметок маслоуказателя.

Производят расконсервацию трансформатора: вытирают консервирующую смазку со всех токоведущих шпилек, крепежей, колпаков изоляторов и др. Тряпкой, смоченной в бензине, протирают контактные поверхности и изоляторы.

1. Отбор пробы масла через маслотрубную трубку для определения пробивного напряжения масла, отсутствия в нем влаги, проведения сокращенного химического анализа масла.

2. Определение сопротивления изоляции. Для трансформаторов мощностью до 1000кВА и ниже сопротивление изоляции не нормируется.

3. Измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех положениях переключателя.

4. Измерение коэффициента трансформации на всех положениях переключателя.

5. Измерение потерь холостого хода по фазам (для трансформатора мощностью 1000 кВА и более).

В случае удовлетворительных результатов проверки трансформатор подлежит последующему монтажу и включению. Трансформатор может быть включен без сушки.

При подсоединении вводов трансформатора к электрической сети шины и провода не должны быть сильно натянуты, потому что при этом могут повреждаться фарфоровые изоляторы и нарушиться уплотнения вводов.

Подсоединение бака трансформатора к общему контуру заземления производится с помощью заземляющего болта, который установлен на баке.

Сдача трансформатора в эксплуатацию осуществляется после оформления соответствующей документации, наладки и опробования защит [34].

2.8.3 Пусконаладочные испытания трансформаторов

С целью проверки основных технических данных трансформатора и его узлов перед началом эксплуатации и выявления неисправностей проходят пусконаладочные испытания.

Сначала необходимо измерить потери холостого хода при малом однофазном возбуждении, затем измеряются омическое сопротивление обмоток и коэффициент трансформации.

Далее проверяются группы соединения обмоток. И в конце изоляция испытывается приложенным напряжением.

Все действия при производстве пусконаладочных работ производят в строгой последовательности.

Пусконаладочные испытания – это очень сложные и ответственные работы, поэтому их производят опытные работники специализированных наладочных организаций и лабораторий. Такие испытания проходят на специальном оборудовании.

После проведения измерений и испытаний результаты фиксируются в протоколах, которые хранятся вместе с технической документацией по монтажу трансформатора.

Безопасность проведения работ – это главное условие проведения испытаний.

2.8.4 Техника безопасности и противопожарные мероприятия при монтаже трансформаторов

Каждая организация, которая выполняет монтаж трансформаторов, должна обеспечить безопасность работ. Разработанные организацией правила по безопасному проведению работ утверждаются руководителем, затем проводятся организационно-технические мероприятия, где специалистов обучают правилам техники безопасности и обеспечивают всеми необходимыми материально-техническими средствами.

Кроме того, необходимо строгое соблюдение противопожарной безопасности, т.к. монтаж силовых трансформаторов связан с применением легковоспламеняющихся материалов. Поэтому за соблюдением этих мер установлен контроль.

Необходимые условия для обеспечения безопасности монтажных работ:

- хорошая планировка и качественное освещение монтажной площадки;
- отсутствие посторонних предметов, которые могут затруднить передвижения людей и механизмов, что опасно для жизни людей;

- для перемещения механизмов обязательно предусматриваются проезды;

- маслообрабатывающие установки и маслonaполненные комплектующие узлы размещаются в строго определенных местах;

- осуществление строго контроля за хранением легковоспламеняющихся материалов и проведением сварочных работ.

Оборудование монтажной площадки:

1) противопожарный инвентарь (углекислотные и пенные огнетушители, ящик с песком, багры, лопаты и т.д.);

2) телефонная связь;

3) на стенде вывешивается инструкция по технике безопасности и правила поведения при возникновении опасных ситуаций;

4) предупреждающие и запрещающие плакаты устанавливаются в опасных местах.

Трансформаторное масло и другие легковоспламеняющиеся жидкости в открытой таре хранить строго запрещено. Также недопустимо загромождать проходы, производить сварочные работы без уведомления.

Для проведения работ на маслonaполненном оборудовании или вблизи него должно быть разрешение местной пожарной охраны.

На монтажной площадке предусмотрены металлические ящики с закрывающимися крышками для хранения промасленных обтирочных материалов. За территорией монтажной площадки должна храниться в порожней таре из-под масла и других легковоспламеняющихся жидкостей. Все вопросы по обеспечению безопасности работ и санитарно-гигиенического обслуживания рабочих при проведении монтажных работ должны быть проработаны в проектной документации.

2.8.5 Техника безопасности в сетях 6/0,4 кВ

Мачтовые (столбовые) ТП и КТП

При работах на оборудовании мачтовых и столбовых ТП и КТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять, стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением, указанных в табл. 1.1. Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением выше 1000 В.

Допуск к работам на мачтовых ТП и КТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000В, затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложения заземления на токоведущие части подстанции. Если возможна подача напряжения со стороны 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

Обеспечение электробезопасности человека

Электробезопасность на рабочем месте обеспечивается следующими методами и способами:

- Защитное заземление, зануление, выравнивание потенциалов, защитное отключение;
- Рабочая, дополнительная, усиленная, двойная изоляция токоведущих частей;
- Звуковая и световая предупредительная сигнализация;
- Ограждение, блокировка;
- Документально оформленные работы - допуск к работе, надзор во время работы, малое напряжение, наблюдение во время работы.

- Периодическое обучение персонала, работающего на электроустановках;
- выставленные знаки безопасности;
- наличие изолирующих защитных и предохранительных приспособлений;

Конструкции электроустановок должны быть такими, чтобы при их эксплуатации персонал был защищен от соприкосновения с токоведущими и движущимися частями, а оборудование защищено от попадания внутрь воды и посторонних твердых предметов.

Защитное заземление и зануление – это одно из технических средств защиты.

В сети с изолированной нейтралью или изолированным выводом источника однофазного тока в электроустановках переменного тока напряжением до 1000 В сопротивление заземляющего устройства должно быть не более четырех Ом [2,6].

Рассчитаем защитное заземление.

1. Необходимо определить количество и размеры заземлителей;
2. Составить план размещения заземлителей и заземляющих проводников.

Таблица 16 - Исходные данные для расчета

напряжение заземляемой установки	6/0,4кВ
режим нейтрали установки	глухозаземленная нейтраль
величина тока замыкания на землю	$I_z \leq 500\text{A}$
удельное сопротивление грунта	100 Ом*м – суглинок

Стержень диаметром 18 мм выполняет роль вертикального заземлителя, а стальная полоса размером 4x40 мм, протянутая в грунте - горизонтального заземлителя. Это искусственные заземлители.

Определяем сопротивление растеканию тока с одного вертикального заземлителя:

$$R_{\text{в}} = \frac{0,366\rho_{\text{расч.в}}}{l} \cdot \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t'+l}{4t'-l} \right) = 31,4 \text{ Ом}, \quad (41)$$

Определим необходимое количество параллельно соединенных вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{в}}}{R_{\text{д}}} = \frac{31,4}{4} = 7,85 \approx 8, \quad (42)$$

где $R_{\text{д}} \leq 4 \text{ Ом}$.

Определим длину горизонтального электрода при расположении заземлителей по контуру:

$$L_2 = 1,05 \cdot m \cdot n = 1,05 \cdot 2,275 \cdot 8 = 18,9 \text{ м}, \quad (43)$$

где L – длина соединительного проводника;

m – расстояние между заземлителями;

n – количество заземлителей.

Определим сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя $R_{\text{г}}$:

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366\rho_{\text{расч.г}}}{l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t'} = 8,32.$$

Определим сопротивление растеканию тока искусственных заземлителей:

$$R_u = \frac{R_2 \cdot R_6}{R_6 \cdot \eta \cdot n + R_2 \cdot \eta_2} = 1,73.$$

где η_r – коэффициент использования горизонтального электрода с учетом вертикальных электродов; η_v – коэффициент использования вертикального электрода с учетом их взаимного экранирования.

Полученное сопротивление искусственных электродов не превышает требуемое сопротивление R_d :

$$R_u \leq R_d; 1,73 \leq 4.$$

Конфигурация контура заземления КТП показана на рисунке 9.

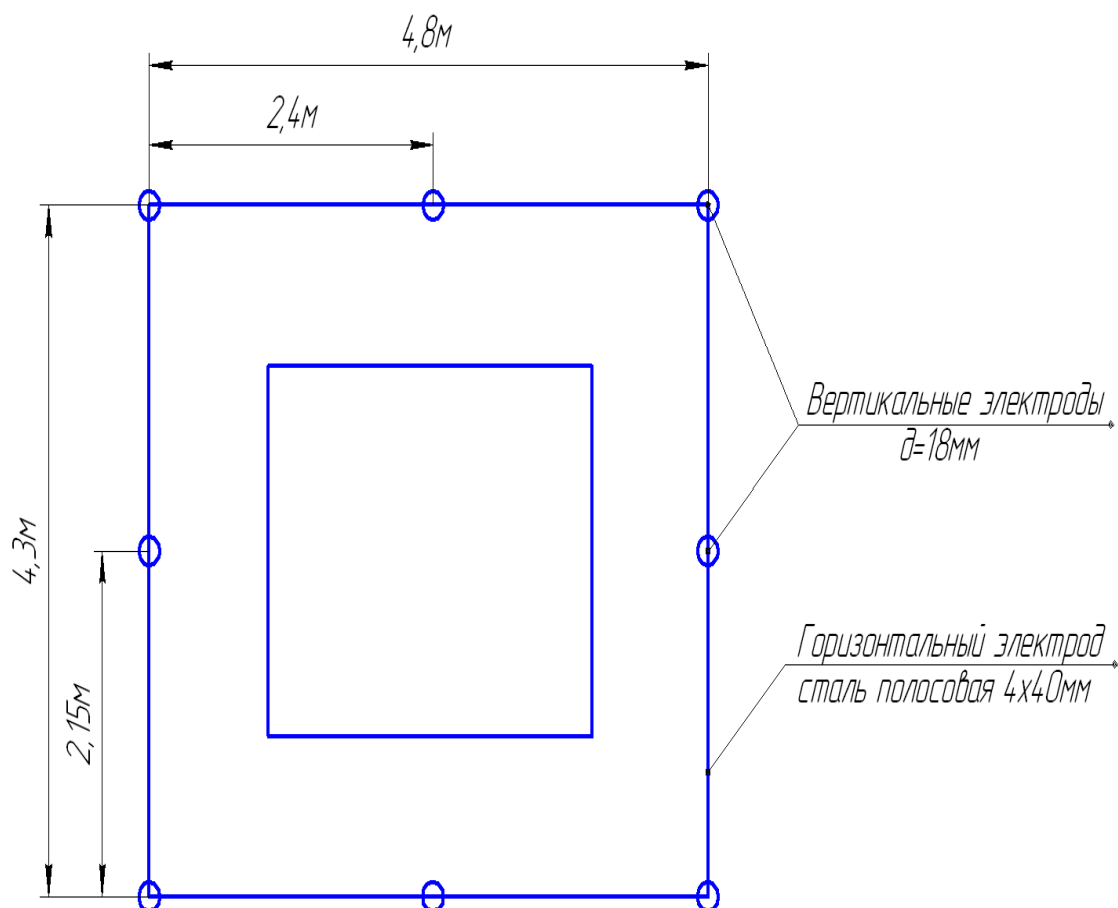


Рисунок 9 - Контур заземления КТП-6/0,4

3 Экономическая эффективность объекта

3.1 Расчет капитальных вложений

Капитальные вложения включают в себя весь спектр оборудования и материалов, необходимых для подключения объекта электроснабжения и ввода его в эксплуатацию. Расчетные данные приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Расчетные данные

№	Наименование	Кол-во	Сметная стоимость, руб.	
			На единицу измерения	общая
1	Проект электроснабжения 6/0,4кВ	1	20 000	20 000
2	КТП-СЭЩ с трансф-ом ТМГ-400/6/0,4	2	356 481,23	712 962,46
3	КТП-СЭЩ с трансф-ом ТМГ-250/6/0,4	2	267 047,03	534 094,06
4	Устройство фундаментов для КТП: Укладка 4-х лежней	4	2520,79	10083,19
5	Блоки бетонный ФБС 24.3.6-Т для стен подвалов	8	10516,3	84130,44
6	Опоры 11-ти метровые марки СВ-110	75	6000	450 000
7	Опоры 9,5-й метровые марки СВ-95	52	5000	260 000
8	Ограждение КТП	4	17109,4	68 437,60

Продолжение таблицы 17

9	Заземлители вертикальные стальные	256	117,09	29 975,04
10	Сталь стержневая диаметром до 16 мм	1,459 (Т)	22 957,29	33 487,74
11	Сталь полосовая 4х40мм	0,5 (Т)	24 922,59	12 461,3
12	Провод АС-95	3500 (м)	29,80	104 300
13	Провод СИП 2А	5000 (м)	47,95	239 750
14	Комплект распределительной и защитной аппаратуры: - Щиток квартирный	237	7600	1 801 200
15	- Счетчик электроэнергии 3- хфазный Меркурий 230ART2-03 PCSIGDN со встроенным модемом	4	19000,36	76 001,44
16	- счетчик электроэнергии однофазный Меркурий 200.02 5(50) 2- хтарифный	237	1 253,50	297 079,5
17	Котел газовый Viessman Vitopend 100W	237	41 500	9 835 500
18	Радиатор Alusmart	237(х10)	2 420	5 735 400
Итого:				20 211 500

Также необходимо учесть затраты на монтаж оборудования КТП с использованием грузоподъемной техники.

Расчетные данные приведены в таблице 18.

Таблица 18 - Расчетные данные для определения затрат на монтаж оборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Сметная стоимость, руб.	
				На единицу измерения	общая
1	Краны на автомобильном ходу при работе на монтаже технологического оборудования – 10 т	Маш-ч	89	708,52	63 058,3
2	Установки для ручной дуговой сварки	Маш-ч	25,4	18,4	467,36
3	Автомобили бортовые грузоподъемностью до 8т	Маш-ч	36	513,00	18 468
4	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства – 10т	Маш-ч	0,85	707,00	600,95
5	Лебедки электрические, тяговым усилием до 31,93(3.2)кН(т)	Маш-ч	26,1	32,66	852,426
6	Дрели электрические	Маш-ч	8	14,37	114,96
7	Автомобили бортовые грузоподъемностью до 5т	Маш-ч	0,97	513,00	497,61

Продолжение таблицы 18

8	Домкраты гидравлические грузоподъемностью 63т	Маш-ч	13	5,93	77,09
9	Подъемники гидравлические высотой подъема 10м	Маш-ч	15	523,00	7 845
10	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400А с дизельным двигателем	Маш-ч	16,5	267,00	4 405,5
Итого:					95 768,25

Общие сметные затраты на капитальное оборудование и его установку составили 20 307 287 рублей (без учета оплаты труда рабочих).

3.2 Укрупненный расчет годовых эксплуатационных расходов на электрооборудование

Издержки, связанные с передачей и распределением энергии по территории жилого массива, включают:

1. Амортизационные отчисления;
2. Затраты на оплату основной зарплаты рабочих, дополнительной зарплаты рабочих;
3. Отчисления на социальные нужды;
4. Перечисления за единый социальный налог;
4. Стоимость потерь электрической энергии в линиях и трансформаторах;
5. Отчисления в ремонтный фонд;
6. Отчисления в фонд охраны труда и техники безопасности [19].

3.2.1 Расчет амортизационных отчислений

$$I_{ам.баз.} = \frac{K_{кан} \cdot H_a}{100} \text{ руб.}, \quad (44)$$

где $H_a = 1,5$ – норма амортизации для оборудования мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-35/0,38 кВ открытой установки.

$$I_{ам.баз.} = \frac{20307287 \cdot 1,5}{100} = 304609,3 \text{ руб.}$$

3.2.2 Расчет трудоемкости ремонта

Таблица 19 – Исходные данные для расчета трудоемкости ремонта

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество оборудования	Категория ремонтной сложности, R	Суммарная ремонтная сложность, $\sum R$	Продолжительность ремонтного цикла (мес), $P_{мес}$	Количество ремонтов в цикле при 3-х сменной работе			Коэффициент зависимости от числа смен работы оборудования, α	Трудоемкость, н/час, V
							Т	С	К		
1	Силовые трансформаторы герметизированные ТМГ-250кВА	шт	2	13	26	180	14	-	1	0,6	91,87
2	Силовые трансформаторы герметизированные ТМГ-400кВА	шт	2	16	32	180	14	-	1	0,6	113,07
3	Шкафы (0,4кВ) комплектных трансформаторных подстанций	шт	4	12.0	48	120	45	14	1	0,6	1336

Продолжение таблицы 19

4	Трансформаторы тока ТШП-0,66	шт	12	2,2	26,4	36	2	-	1	0,6	255,2
5	Счетчик активной энергии Меркурий 230 ART 03 PQRCINGD	шт	4	1,8	7,2	36	11	1	-	0,6	80,8
6	Счетчик активной энергии Меркурий 200.02 5(50) двухтарифный	шт	237	1,8	426,6	36	11	1	-	0,6	4787,4
7	Предохранитель ПКТ-101-6(10)-31,5-20У3	шт	12	2,5	34	36	2	-	1	0,6	328,67
8	Выключатель автоматический ВНА-П-М-10/630А	шт	4	3,7	14,8	36	2	-	1	0,6	142,968
9	Выключатель автоматический ВА 55-41	шт	4	3,7	14,8	36	2	-	1	0,6	142,968
10	Выключатель автоматический ВА-47-100	шт	1	3,7	3,7	36	2	-	1	0,6	35,742

Продолжение таблицы 19

11	Выключатель автоматический ВА 04-36	шт	3	3,7	11,1	36	2	-	1	0,6	107,226
12	Выключатель автоматический ВА 47-29	шт	1	3,7	3,7	36	2	-	1	0,6	35,742
13	Разрядник типа РВО	шт	4	3,7	14,8	36	2	-	1	0,6	143,07
14	Щиты управления в помещениях с нормальной средой	шт	237	4	948	120	45	14	1	0,6	26386
15	Газовый котел Viessman Vitopend 100W	шт	237	4	948	36	2	-	1	0,6	9164
	Итого:			255	9,1						43140,726

$$V = \frac{12 \cdot (2 \cdot P_m + 7 \cdot P_c + 15 \cdot P_k)}{\alpha \cdot P_k} \cdot \sum R, \quad (45)$$

где 1,2; 7; 15; - примерная норма времени на ремонт одной условной ремонтной единицы, час.

P_m, P_c, P_k - количество текущих, средних и капитальных ремонтов;

P_k - продолжительность ремонтного цикла между капитальными ремонтами, месяцев;

α – коэффициент, зависящий от числа смен работы (при трехсменной - 0,6);

ΣR - сумма условных ремонтных единиц по данному виду оборудования, у.р.ед.

P_c – продолжительность ремонтного цикла между средними ремонтами.

3.2.3 Определение численности рабочих для ремонта и эксплуатации электрооборудования

Определим численность ремонтных рабочих:

$$Ч_{\text{РЕМ.}} = \frac{V}{F_{\text{ЭФ}} \cdot K_{\text{вн}}} = \frac{43140,726}{1980 \cdot 1,08} = 20,2 \text{ – принимаем 21 человек рабочих;}$$

где $F_{\text{ЭФ}}=1980$ – годовое эффективный фонд одного рабочего, час;

$K_{\text{вн}}$ – коэффициент выполнения годового фонда времени по цеху, участку (1, 08...1,1).

Эффективный фонд времени на промышленном предприятии при пятидневной рабочей неделе можно определить по формуле, час:

$$F_{\text{ЭФ}} = (365 - \text{Вых} - \text{Праз} - \text{Кнев}) \times 8,2, \quad (46)$$

$$F_{\text{ЭФ}} = F_{\text{эф}} = (365 - 104 - 15 - 15) \cdot 8,2 = 1980 \text{ час.},$$

где 365 – число дней в году;

$\text{Вых}=104$ – выходных дней в году;

$\text{Праз}=15$ – число праздничных дней;

$\text{Кнев}=15$ – число планируемых невыходов (очередные и ученические отпуска, выполнение государственных обязанностей, болезней и др.), по данным предприятия, дней.

Численность эксплуатационных рабочих:

$$Ч_{\text{ЭКСП.}} = \frac{\sum R \cdot n}{H} = \frac{2559,1 \cdot 1}{650} = 3,9 \text{ – принимаем 4-х рабочих;}$$

где ΣR – сумма ремонтных единиц по всей группе данного электрооборудования;

N – норма обслуживания для одного рабочего, т.е. количество условных ремонтных единиц, приходящихся на одного рабочего, с учетом условий, где находится электрооборудование;

n – число смен работы персонала.

$$Ч_{ОБЩ.} = Ч_{РЕМ.} + Ч_{ЭКСП.} = 21 + 4 = 25 \text{ рабочих}$$

Примерный состав бригады ремонтно-эксплуатационного персонала представлен в таблице 20.

Таблица 20 - Состав бригады ремонтно-эксплуатационной службы

Профессия	Тарифный разряд	Ставка, руб./ч.	Число ремонтных рабочих в бригаде	Число эксплуатационных рабочих
Электромонтер	VI	63,91	7	1
Электромонтер	V	59,1	7	2
Электромонтер	IV	54,78	7	1

3.2.4 Расчет фонда оплаты труда рабочих

Годовой фонд заработной платы ($Z_{фот}$) складывается из основной ($Z_{осн}$) и дополнительной зарплаты ($Z_{дон}$):

$$Z_{фот} = Z_{осн} + Z_{дон}, \quad (10)$$

Основная заработная плата состоит из зарплаты по тарифу, премиальных выплат за выполнение производственных заданий, различных видов доплат за работу при совмещении профессий, за работу в ночное время в праздничные дни, за руководство бригадой и т.д.). Все это предусмотрено трудовым законодательством.

$$Z_{осн.} = F_{ЭФ} \cdot \sum Ni \cdot t_{ст.i} \cdot \left(1 + \frac{B_{ПП}}{100} \right), \text{ руб.} \quad (47)$$

$$Z_{осн.} = 1980 \cdot \sum [(8 \cdot 63,91) + (9 \cdot 59,1) + (8 \cdot 54,78)] \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right) = 4399817,4 \text{ руб.}$$

N_i – количество рабочих i -того разряда;

$t_{ст.i}$ – часовая тарифная ставка i -го разряда, руб;

$V_{ИПР} = 50\%$ – премии и доплаты в процентах.

$$Z_{доп.} = Z_{осн.} \cdot \frac{K_{доп}}{100} = 4399817,4 \cdot \frac{15}{100} = 659972,61 \text{ руб.}$$

$K_{доп} = 15\%$ – дополнительная зарплата, исчисляется в % к основной;

За очередные и ученические отпуска, а также выполнение государственных обязанностей также производится выплата - это дополнительная зарплата согласно трудовому законодательству.

$$Z_{фот.} = Z_{доп.} + Z_{осн.} = 4399817,4 + 659972,61 = 5059790 \text{ руб.}$$

3.2.5 Расчет отчислений на социальные нужды

Денежные средства на социальные нужды ежемесячно перечисляются во внебюджетные фонды, в том числе: в пенсионный фонд; в фонд обязательного медицинского страхования; в фонд социального страхования.

Определим величину отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной зарплаты ($Z_{фот}$), по действующему проценту, руб:

$$Z_{соц.баз} = \frac{Z_{фот} \cdot O_{соц}}{100\%} = \frac{5059790 \cdot 26,2}{100} = 1325664,983 \text{ руб.};$$

где $O_{соц} = 26,2\%$ – процент отчислений на социальные нужды, %.

3.2.6 Расчет отчислений в ремонтный фонд

В ремонтный фонд ($Z_{рем}$) отчисляются средства за расход запасных частей, кабельной продукции, вспомогательных материалов и т.д., и

практически определяются косвенно, например, сложившимся на предприятии процентом от основной заработной платы рабочих в электрохозяйстве или процентом от суммы капитальных затрат (К):

$$З_{рем.} = \frac{K_{кан.} \cdot В_{рем}}{100\%} = \frac{20307287 \cdot 4}{100} = 812291,48 \text{ руб.};$$

где $В_{рем}$ – процент на ремонт электрооборудования на данном предприятии.

3.2.7 Расчет отчислений на охрану труда и технику безопасности

Определим отчисления на охрану труда и технику безопасности ($З_{тб}$):

$$З_{тб.} = Ч_{общ.} \cdot Н_{тб} = 25 \cdot 4000 = 100000 \text{ руб.},$$

где $Н_{тб}$ – норма расхода средств техники безопасности и охраны труда на одного рабочего (спецодежда, диэлектрические перчатки, боты, коврики и т.д.) в год, руб.

3.2.8 Составление годовой сметы затрат на ремонт и эксплуатацию электрооборудования

Таблица 21 - Затраты на ремонт и эксплуатацию электрооборудования

№ п/п	Издержки производства	Индекс Затрат на отчисления	Затраты по варианту, руб.
1	Амортизационные отчисления	Зам.	304 609,3
2	Затраты на оплату труда в т.ч.		
	- основная зарплата производственных рабочих	Зосн.	4 399 817,4

Продолжение таблицы 21

	- дополнительная зарплата производственных рабочих	Здоп.	659 972,61
	-отчисления на социальные нужды	Зсоц.	1 325 664,983
	итого годовой фонд оплаты труда	Зфот.	5 059 790
3	Ремонтный фонд	Зрем.ф.	812 291,48
4	Затраты на охрану труда и технику безопасности	Зт.б.	100000
5	ИТОГО:	Зэкспл.	12 662 145,77

3.2.9 Расчет стоимости потерь электроэнергии в линии и трансформаторах

Стоимость потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах рассчитывается с использованием формулы:

$$Z_{nom} = \alpha \cdot W_{пот}, \quad (48)$$

где α – дополнительная ставка одноставочного тарифа;

W_{nom} – расчетная величина потерь в линиях и трансформаторах, кВт.ч.

$$Z_{nom} = 2,62 \cdot 102,3 = 268,026 \text{ руб.}$$

3.3 Поквартальная разбивка расходов

Все работы по закупке и монтажу оборудования планируется выполнить за 1 квартал (3 месяца).

Расходы включают в себя:

- капитальные затраты и расходы на оплату труда рабочих;
- расходы на оборудование, которое используется при монтаже, и инвентарь;
- расходы на механизмы;

- расходы на мебель.

Таблица 22 - Поквартальная разбивка расходов

№	Наименование работ и затрат	Период	Сметная стоимость, руб.			Средства на оплату труда, тыс. руб.
			Строительных работ	Монтаж-х работ с использованием оборудования, мебели, инвентаря	Чел/час	
1	ВЛ-6кВ с подключением к фидеру-2 ПС «Северная» 35/6кВ	16 дней (3-22 янв.)	587060	25790	3189,7	1305752,3
2	ВЛ-0,4кВ с подключением к домам	15 дней (24 янв.-11 февр.)	303400	19430	2990,3	1224142,74
3	Установка КТП 2х250кВА и 2х400кВА	8 дней (14-23 февраля)	1337164,5	29370	1595	652876,13
4	Калькуляция работ по установке счетчиком, модемов и внутридомовых щитков	10 дней (24 февраля-9 марта)	2174281	4043	1993,55	816095,16

Продолжение таблицы 22

5	Теплогазоснабжение поселка	13 дней (10-28 марта)	17153,25	17153,25	2591,4 5	1060923, 7
Всего по смете:		62 дня	20211500	95768,25	12360	5059790

Таблица 23 - План-график ввода электрооборудования в эксплуатацию

№	Наименование оборудования	Срок ввода в эксплуатацию	Условия ввода электрооборудования в эксплуатацию
1	ВЛ-6кВ с подключением к фидеру-2 ПС «Северная» 35/6кВ	47 день (8 марта)	Провести ревизию и опробование смонтируемого оборудования: - фазировка - измерение переходного сопротивления контура заземления опор
2	ВЛ-0,4кВ с подключением к домам	49 день (10 марта)	- фазировка - проверка креплений провода на опорах
3	КТП 2х250кВА и 2х400кВА	42 день (1 марта)	- испытание трансформатора мегометром со снятием характеристик - проверка давления масла - проведение ревизии болтовых соединений - опробование коммутационных аппаратов - проверка работы защит

Продолжение таблицы 23

4	Счетчики, модемы и внутридомовые щитки	45 день (4 марта)	- сборка - проведение коммутации щитка - прогрузка автоматов 0,4кВ с оформлением протокола испытаний
5	Газовые котлы, радиаторы, трубы и прочее газовое оборудование	62 день (28 марта)	- пусконаладочные испытания системы ТГС

3.4 Система управления электрохозяйством



Рисунок 10 - Система управления электроснабжением

Административно-технический персонал:

Руководители и специалисты, на которых возложены функции по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных, наладочных работ.

Ответственный за электрохозяйство:

Отвечает за организацию эксплуатации электроустановок. Контролирует весь комплекс организационно-технических работ в электроустановках по обеспечению их рациональной и безопасной эксплуатации, включая оперативное обслуживание и ремонт.

Также он несет ответственность за невыполнение требований, предусмотренных Правилами и должностными инструкциями.

Рабочий персонал:

Отвечают за непосредственное обслуживание электроустановок; за нарушения, произошедшие по их вине, а также за ликвидацию данных нарушений.

Руководителя энергетической службы:

Отвечают за нарушения в работе электроустановок по их вине, а также за несвоевременное и неудачное техническое обслуживание, и невыполнение противоаварийных мероприятий.

Руководители и специалисты технологической службы:

Отвечают за нарушения при эксплуатации оборудования и за само электротехническое оборудование.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена система электроснабжения коттеджного поселка, включающая оборудование на напряжение 6кВ и 0,4кВ: 2 КТПх250кВА-6/0,4 и 2 КТПх400кВА-6/0,4; ВЛ-6кВ, ВЛ-0,4кВ; низковольтное оборудование внутридомового освещения и розеточной сети.

Для выбора вышеперечисленного оборудования и автоматов, устанавливаемых в КТП и силовых щитках домов, был произведен расчет нагрузок по поселку, в итоге составивший 1 МВА. На основании полученных результатов был произведен выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов и по технико-экономическим показателям выбраны 2 КТП-СЭЩх250кВА-6/0,4 и 2 КТП-СЭЩх400кВА-6/0,4. Схема подстанции – однотрансформаторные концевые, в связи с тем, что потребители 3 категории электроснабжения и резервное питание не требуется.

Затем был произведен расчет токов короткого замыкания, по результатам которого были выбраны следующие аппараты защиты, устанавливаемые в КТП: разъединитель РЛНД-СЭЩ-1-10-П-400-УХЛ1 с приводом ПР-01-1УХЛ1; выключатель нагрузки ВНА-П-М-10/630-20зп3У2; разрядники РВО-6(10)У1; предохранители ПКТ-101-6(10)-31,5-20 У3; на опорах ВЛ-6кВ согласно расчету принят провод АС-95 и на ВЛ-0,4кВ – СИП 2А 3х95+1х95.

В качестве вводного устройства дома был выбран учетно-групповой квартирный щиток ЩКУ8-сч/5 1УХЛ3 со встроенными автоматами и устройствами защитного отключения.

Также рассмотрена система теплогазоснабжения двухэтажного коттеджа общей площадью 270 м², произведен расчет отопительных приборов и выбран газовый котел марки Viessmann серии Vitopend 100W тепловой мощностью 30 кВт и шестисекционные радиаторы Alusmart.

Приведена последовательная методика транспортировки, монтажа, и ввода в эксплуатацию трансформаторов на напряжения от 6 до 750 кВ, описание рабочего места электромонтера, основных вредных и опасных факторов на рабочем месте, организационных и технических мероприятия по созданию безопасных условий труда и использованию электрозащитных предохранительных приспособлений.

Произведен расчет заземления КТП.

В заключении выполнен расчет капитальных вложений, включающий в себя весь спектр электрооборудования и материалов, необходимых для ввода его в эксплуатацию.

Полученная в результате система электроснабжения и выбранное оборудование удовлетворяют требованиям по надежности и качеству электроэнергии, подводимой к объекту коммунально-бытового назначения.

Список использованных источников

1. Об электроэнергетике. Федеральный закон РФ от 26.03.2003 № 35-ФЗ.
2. ГОСТ Р 50571.7.714-2014 Электроустановки низковольтные. Часть 7-714. Требования к специальным электроустановкам или местам их расположения. Установки наружного освещения.
3. Библия электрика : ПУЭ, МПОТ, ПТЭ. - Новосибирск : Сибир. унив. изд-во, 2008. - 605 с.
4. СП 31-110-2003, Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий, 2003.
5. Правила устройства электроустановок : все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по сост. на 1 января 2010 г. - М. : КноРус, 2010. - 480 с.
6. Правила устройства электроустановок : вопросы и ответы : учеб.-практ. пособие / авт.-сост. С. С. Бодрухина. - Москва : Кнорус, 2011. - 288 с.
7. Электротехнические изделия и устройства // Электротехнический справочник: в 4-х т. / под общ. Ред. В.Г. Герасимова [и др.]. – М.: Изд-во МЭИ, 2003. – Т.3.
8. 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.
9. Макаров, Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ : учеб.-произв. изд. В 6 т. Т. 6 / Е. Ф. Макаров; под ред. гл. специалистов ОАО "Мосэнерго". - Москва : ИД "ЭНЕРГИЯ", 2006. - 614 с.
10. Выбор и применение низковольтных электрических аппаратов распределения, управления и автоматики [Электронный ресурс] : справ. пособие / Е. Г. Акимов [и др.]; под ред. Е. Г. Акимова, Ю. С. Коробкова. - Москва : Изд-во МЭИ, 2009. - 344 с.

11. Алиев, И.И. Электротехника и электрооборудование [Электронный ресурс]: справочник. Учебное пособие для вузов/ Алиев И.И.— Электрон. текстовые данные. - Саратов: Вузовское образование, 2014. - 1199 с.
12. Анчарова, Т. В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений : учеб. для студентов вузов, обуч. по курсу "Электрооборудование и электроснабжение пром. предприятий / Т. В. Анчарова, М. А. Рашевская, Е. Д. Стебунова. - 2-е изд., перераб. и доп. ; гриф УМО. - Москва : Форум : [ИНФРА-М], 2016. - 414 с.
13. Балаков, Ю. Н. Безопасность энергоустановок в вопросах и ответах [Электронный ресурс] : практ. пособие. В 2 ч. Ч. 2. Охрана труда и техника безопасности / Ю. Н. Балаков. - Москва : Изд-во МЭИ, 2008. - 296 с.
14. Балаков, Ю. Н. Безопасность энергоустановок в вопросах и ответах [Электронный ресурс] : практ. пособие. В 2 ч. Ч. 1. Устройство и эксплуатация энергоустановок / Ю. Н. Балаков. - Москва : Изд-во МЭИ, 2008. - 768 с.
15. Бочаров, Ю.Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Бочаров Ю.Н., Дудкин С.М., Титков В.В. - Электрон. текстовые данные. - СПб.: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2013. - 265 с.
16. Вахнина, В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2015. - 78 с.
17. Вахнина, В. В. Проектирование осветительных установок [Электронный ресурс] : электрон. учеб. пособие / В. В. Вахнина [и др.] ; ТГУ ; Ин-т энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2015. - 107 с.
18. Вахнина, В. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко ; ТГУ ; Ин-т

энергетики и электротехники ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Тольятти : ТГУ, 2015. - 46 с.

19. Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. - 277 с.

20. Игнатович, В. М. Электрические машины и трансформаторы: Учебное пособие / Игнатович В.М., Ройз Ш.С. - Томск:Изд-во Томского политех. университета, 2013. - 182 с.

21. Игнатович, В.М. Электрические машины и трансформаторы [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Игнатович В.М., Ройз Ш.С. - Электрон. текстовые данные. - Томск: Томский политехнический университет, 2013.- 182 с.

22. Киреева, Э. А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений : учеб. пособие / Э. А. Киреева. - Гриф УМО. - Москва : Кнорус, 2015. - 233 с.

23. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. для вузов / Б. И. Кудрин. - Гриф УМО. - Москва : Интермет Инжиниринг, 2007. - 670 с.

24. Кужеков, С. Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - Изд. 4-е, доп. и перераб. - Ростов-на-Дону : Феникс, 2010. - 492 с.

25. Ополева, Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения : справочник / Г. Н. Ополева. - Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2008. - 479 с.

26. Попов Г.В. Вопросы диагностики силовых трансформаторов / ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2012. -176с.

27. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов / И. П. Крючков [и др.] ; под ред. И. П. Крючкова [и др.]. - Гриф МО. - Москва : Academia, 2005. - 411 с.

28. 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 НЦ ЭНАС, 2006. - 143 с.
29. Рожин, А. Н. Внутрицеховое электроснабжение : учеб. пособие для выполнения курсового и дипломного проектов / А. Н. Рожин, Н. С. Бакшаева ; Вятский гос. ун-т ; Электротехн. фак. ; каф. электроснабжения. - Гриф УМО; ВУЗ/изд. - Киров : Изд-во ВятГУ, 2006. - 259 с.
30. Сибикин, Ю. Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий : справочник / Ю. Д. Сибикин. - Москва : Кнорус, 2011. - 281 с. : ил. - Библиогр.: с. 278.
31. Смирнов, К. А. Нормирование и экономия материальных затрат : учеб. пособие / К.А. Смирнов. - М. : ИНФРА-М, 2017. - 153 с. - (Высшее образование: Магистратура). - www.dx.doi.org/10.12737/18831.
32. Степкина, Ю. В. Проектирование электрической части понизительной подстанции : учеб.-метод. пособие к выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю. В. Степкина ; ТГУ ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 123 с.
33. Филиппишин, В.Я. Монтаж силовых трансформаторов/ В.Я. Филиппишин, А.С. Туткевич. – М.:Энергоиздат, 1981.
34. Щеглов, Н.В. Современные виды изоляции. Часть 4. Изоляция силовых трансформаторов [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Щеглов Н.В. - Электрон. текстовые данные. - Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2011.- 88 с.
35. Berg H. P. Reliability of main transformers / H. P. Berg, N. Frize - Germany: Bundesamt fur Strahlenschutz, 2012.
36. Bialek, J.W. Tracing the Flow of Electricity. IEE Proc-Gener., Transm., and Distrib., vol. 143, pp. 310-320, Jul. 1996.
37. NAR – Best Practice Catalog – Main Power Transformer / mesa associates, inc. and oak ridge national laboratory 2012.

38. <http://www.electromontaj-proekt.ru/nashi-stati/proektirovanie/naruzhnoe-osveshchenie/>;
39. <http://enargys.ru/ulichnoe-osveshhenie/#prettyPhoto>.