

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ САДОВОГО ТОВАРИЩЕСТВА**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
по направлению подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение
(по отраслям)
профилю подготовки «Энергетика»
специализации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и энерго-
сберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 541

Екатеринбург 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический
университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра электроэнергетики и транспорта

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:
Заведующая кафедрой ЭТ
_____ А.О. Прокубовская
« ____ » _____ 2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛОГО ИНДИВИДУАЛЬНОГО ДОМА

Исполнитель:
студент группы ЗЭС- 404С

А.А. Немкин

Руководитель:
ст. преподаватель кафедры ЭТ

Ю.А. Юксеев

Нормоконтролер:
ст. преподаватель кафедры ЭТ

Т.В. Лискова

Екатеринбург 2018

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 50 страницах, содержит 55 страниц машинописного текста, 9 рисунков, 16 таблиц, 23 источника информации, 1 приложение на диске, графическую часть на 4 листах формата А4.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ САДОВОГО ТОВАРИЩЕСТВА, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, СИСТЕМА ОСВЕЩЕНИЯ.

Немкин А.А. Электроснабжение садового товарищества: выпускная квалификационная работа / А. А. Немкин; Рос. гос. проф.-пед. ун-т, Ин-т инж.-пед. образования, Каф. электроэнергетики и транспорта. – Екатеринбург, 2018. – 50 с.

Краткая характеристика содержания ВКР:

Объектом исследования является электроснабжение садового товарищества.

Предметом исследования является произведение расчетов электрических нагрузок, разработка схемы электроснабжения, выбор защитных аппаратов, выбор кабелей, разработка защитного заземления.

Цель выпускной квалификационной работы: разработка системы электроснабжения садового товарищества.

Задачи:

- рассчитать электрические нагрузки;
- разработать схему электроснабжения;
- произвести светотехнический расчет;
- рассчитать силовую питающую и распределительную сеть;
- разработана инструкцию по монтажу люстр в жилом доме.

Содержание

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 4 |
| 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА | 7 |
| 1.1 Краткая характеристика садового товарищества..... | 7 |
| 1.2 Требования конструктивного исполнения сети | 9 |
| 1.3 Выбор расположения КТП 10/0,4..... | 10 |
| 2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ | 13 |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок садового товарищества | 13 |
| 2.2 Выбор силовых трансформаторов..... | 19 |
| 2.3 Техничко-экономический расчёт и выбор трансформатора..... | 24 |
| 2.4 Определение месторасположения подстанции на основе технико-экономического расчёта | 29 |
| 2.5 Расчет токов короткого замыкания | 30 |
| 2.6 Расчет заземления | 32 |
| 2.7 Выбор кабельных линий 380В..... | 36 |
| 2.8 Экономическая часть | 48 |
| 2.9 Выбор оптимального варианта схемы сети 380..... | 51 |
| ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ | 53 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 55 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ | 56 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность моей выпускной квалификационной работы заключается в том, что каждый из нас любит отдохнуть от городской суеты и ежедневных забот. Общепринято, что самым лучшим и полезным является загородный отдых. За городом можно отдохнуть как на озере в лесу так и на даче.

Большинство людей привыкли к благам цивилизации, одно из них это электричество. Соответственно не на озере ни в лесу задача не выполнима. Остается один вариант это отдых на даче. На собственном участке можно не только просто отдохнуть но и построить дом, баню и провести электричество. Что в свою очередь дает возможность не только отдохнуть с комфортом но и постоянно проживать на даче.

Привычное мнение любого россиянина о понятии «дача» такое: сезонный вид жилья. Хотя изначально это слово означало «пожалованный в дар», то есть земельные участки (поместья, дома, особняки) дарили российские императоры своим придворным за какие-либо выдающиеся заслуги, которые и носили название «дача». В СССР дачи являлись показателем престижности: понятие «профессорская дача» несло в себе определенный статус зажиточности. Для обычных граждан это были шесть соток земли с небольшим домиком и возможностью вырастить какие-то свои два десятка экологически чистых овощей или фруктов.

На сегодняшний день хозяйства для выращивания помидоров и яблок перешли в фазу светского отдыха, дачные домики по возможности перестраиваются в коттеджи, а рассада помидор заменяется газонной травой и клумбами. Поэтому и сейчас такой вид загородной недвижимости является в России актуальным и популярным. Для легального проживания на даче необходима прописка.

Прописка – это документальная привязка гражданина России к постоянному месту проживания. По законам РФ прописка на даче возможна, и в конституционных законах описан четкий порядок осуществления этой операции.

Чтобы сделать желаемое, вам необходимо, в первую очередь, подтвердить необходимость такой прописки документально. Для этого существует ряд условий:

- весь участок и строения на нем должны принадлежать лично вам (подтверждено документами);
- нет другой прописки (если таковая регистрация имеется, значит, придется выписаться);
- на руках у вас имеется разрешение суда о регистрации на дачном участке;
- сама дача находится в каком-то населенном пункте (земли, предназначенные для сельского хозяйства, не подходят для прописки);
- должны выполняться требования для дачных домов и участков, которые устанавливает соответствующий пункт закона РФ (дом должен быть пригоден для круглогодичного проживания в нем).
- подключены к источнику электроэнергии и имеющие третью категорию электроснабжения.

Для удовлетворения предыдущих требований по подключению электроэнергии необходимо строго соблюдать правила проектирования и эксплуатации электроустановок и сведены в единую систему.

Системой электроснабжения (СЭС) это совокупность устройств для производства, передачи и распределения электроэнергии.

Стратегические цели развития электроэнергетики являются:

- надежное снабжение населения страны электроэнергией;
- повышение эффективного функционирования системы и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе новых современных технологий;

- сохранение целостности и развития единой энергетической системы;
- снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Энергетика — важная составляющая любого проектируемого объекта. Современная система электроснабжения отличается надёжностью и сложностью, поэтому, очень важно на всех этапах её создания действовать грамотно, чётко выполняя требования нормативных документов.

Проектирование системы электроснабжения любого объекта является определяющим фактором, обуславливающего его хозяйственную деятельность, нормальные условия функционирования и развитие на долгосрочную перспективу. Такими объектами могут быть садовые товарищества, коллективные сады, дачные некоммерческие товарищества и т.д.

В моей ВКР рассмотрено садовое товарищество. Собрана необходимая информация для проектирования и внедрения системы электроснабжения.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Краткая характеристика садового товарищества

Объектом электроснабжения является садовое товарищество, общей площадью 0,53 км², участок располагающийся в Свердловской области РФ. Садовое товарищество состоит из 72 индивидуальных участков на которых находятся строения в виде садовых домиков и коттеджей не более двух этажей и оборудованы печным и электрическим отоплением. Расчетная нагрузка потребителей приведена в таблице 1. Садовое товарищество относится к III категории надежности электроснабжения, что соответствует требованиям правилам устройства электроустановок (ПУЭ).

Таблица 1- характеристика потребителей

| Количество участков, шт. | Расчетная нагрузка Вт (на участок) | Потребляемое напряжение (В) | Коэффициент спроса |
|--------------------------|------------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| 72 | 3500 | 220 | 0,6 |

Электроприемники на индивидуальных участках могут питаться от одного источника питания. И допустимы к временным перерывам подачи энергии на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на двадцать четыре часа.

Питание садового товарищества осуществляется по замкнутой схеме. На существующей опоре воздушной линии (ВЛ) 10 кВ, имеется отпайка на которой предусмотрена установка ОПН (ограничитель перенапряжения) и РЛНД (разъединитель линейный наружной установки двухколонковый трехполюсный) от которой запитана КТП 10/0,4 кВ (комплектная трансформаторная подстанция).

КТП представляют собой однотрансформаторную подстанцию тупикового типа наружной установки киоскового типа, служат для приёма электриче-

ской энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 10 кВ и последующего преобразования в электроэнергию 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (от -40°С до +40°С).

В КТП располагается ТМГ (трансформатор масляный городского типа, напряжение на высокой линии 10 кВ, а низкой 0,4 кВ). Так же в КТП установлено ВРУ (вводно-распределительное устройство).

Так же предусмотрен общий и индивидуальный двухтарифный учет электроэнергии. Общий учёт осуществляется двухтарифным счетчиком первого класса точности, установленный ВРУ. Индивидуальные счетчики электроэнергии установлены в влагозащищенных уличных шкафах на опорах воздушных линий (ОВЛ), имеющие защитные автоматические выключатели.

По нашим условиям садовое товарищество имеет прямоугольную форму. Имеются три дороги вдоль всей территории сада.

ВЛ 0,4 кВ предпочтительнее прокладывать вдоль существующих дорог садового товарищества. Такая прокладка линии снижает затраты на строительство ВЛ, так как обеспечивает удобный ввод в здания к потребителю и создает условия для организации уличного освещения без особых дополнительных затрат.

Проектирование электроснабжения садового товарищества заключается в эффективности использования электрической энергии, выбор правильной схемы подачи электроэнергии. Все это дает наиболее эффективно использовать энергоресурсы. Схема сетей должна удовлетворять требованиям надежности, безопасности, удобства эксплуатации, дальнейшего развития. Обеспечить необходимое качество поставки электроэнергии потребителям, экологическую чистоту влияния на окружающую среду. Выбор схемы должен заключаться в том, чтобы создать условия подачи энергии проходила по наименьшему расстоянию от источника к потребителю и исключить потерь мощности.

При проектировании линии электроснабжения должна учитываться возможность ее последующей модернизации. При расчете линии электроснабжения необходимо использовать надежные и простые схемы разработки электри-

ческой сети и применять повышенные напряжения, для дальнейшего увеличения мощностей.

1.2 Требования конструктивного исполнения сети

На существующей близлежащей ВЛ 10 кВ имеется отпайка с установленными ОПН и РЛНД, на которую необходимо запитать КТП кабелем марки АП-ВББШп с изоляцией из сшитого полиэтилена. ВРУ так же запитан кабелем марки АПВББШп. После ВРУ идет провод СИП.

Монтаж сети магистральных линий и ВЛ с ответвлениями необходимо выполнить самонесущим изолированным проводом (СИП). Так как монтаж линии проводом СИП это самый быстрый и удобный способ.

В соответствии с климатическими условиями электрические нагрузки потребителей товарищества принять в соответствии с “Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ сельскохозяйственного назначения”. При этом удельная расчетная нагрузка на вводе для жилого дома составляет 3,5 кВт.

Климатические условия включают в себя скоростной напор ветра 50 дан/м² и толщиной стенки гололёда для ВЛ 10 кВ 10 мм для ВЛ 0,4 кВ 5 мм. Грунт суглинок. Система распределения электрической энергии трёхфазная четырех проводная до ВРУ. После ВРУ однофазная трех проводная.

Установку опор необходимо выполнить с шагом не более 30 метров применяя железобетонные опоры нескольких видов. Промежуточные опоры применяются для установки между концевыми и угловыми (поворотными) для поддержания линии от провиса. Концевые опоры устанавливаются в конце линии для натяжки и поддержания. Угловые (поворотные) применяются в тех случаях, где идет поворот линии. Монтаж опор осуществляется согласно ПЭУ с учетом наших климатических условий.

1.3 Выбор расположения КТП 10/0,4

Выбор расположения трансформаторной подстанции тоже на прямую зависит от условий плотности электрической нагрузки. Для уменьшения потерь напряжения и мощности ТП необходимо расположить к так называемому центру нагрузок (ЦЭН).

Для того чтобы организовать электроснабжение в садовом товариществе, нужно представить структуру разработки планирование таким образом, где будет учитываться подача электроэнергии по структуре одной центральной линии. ЦЭН определяется по формулам (1), (2):

$$X_{\text{цэн}} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i P_i)}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (1)$$

$$Y_{\text{цэн}} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i P_i)}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (2)$$

где X_i , Y_i - координата i -ой нагрузки относительно произвольно выбранной точки прямоугольной системы координат, м; P_i - мощность i -го потребителя, кВт; n - общее количество потребителей.

При невозможности из-за местных условий установить трансформаторную подстанцию (ТП) точно в центре электрических нагрузок, определяют совместно с местной администрацией ведающей отводом земли близлежащих территорий, площадку для установки ТП с учетом удобства прокладки линий 0,4 кВ.

При равномерном распределении нагрузки (к тому же все потребители однородны) ЦЭН примерно совпадает с центром садоводства (так как садоводство имеет прямоугольную форму).

В условиях работы данного направления по электроэнергии установка трансформатора в условиях внешней среды отсутствует химически активная или органическая среда, т.е. не содержатся агрессивные пары, газы, жидкости не образуются отложения или плесень.

Существует так же условия где подача электроэнергии будет распределяться в помещении не относящихся к взрывоопасным, поскольку объём взрывоопасной смеси не превышает 5 % от свободного объема помещения.

Помещения относятся к сухим помещениям, в которых относительная влажность воздуха не превышает 60 %. А при отсутствии различных вышеперечисленных агрессивных сред можно отнести помещения с нормальной средой.

Внешние условия по использованию характеризуется как нормальная на основании следующих параметров:

- относительная влажность воздуха не выше 60 %. ПУЭ 1.1.6.
- температура воздуха не выше 35⁰ С ПУЭ 1.1.10.
- технологическая пыль отсутствует ПУЭ 1.1.11.
- агрессивные пары, жидкости и газы не применяются ПУЭ 1.1.11

При проектировании систем электроснабжения должны рассматриваться направления, где учитывается перспектива развития электрических систем электроснабжения, обеспечение комплексного и централизованного электроснабжения потребителей, снижение потерь электрической энергии. Вопрос о надёжности электроснабжения потребителей связан с числом источников питания, схемой электроснабжения и категорией потребителей. В распределение коллективного сада преобладают приёмники третьей категории, они имеют один источник питания.

Экономичность – минимальные затраты на схему электроснабжения, но при этом схема должна обеспечивать надёжное электроснабжение в соответствии с категорией потребителей

Гибкость – схема должна допускать переделки и изменения в схеме связанные с вводом новых мощностей, увеличением нагрузки без существенных переделов схемы.

Удобство в эксплуатации – оборудование должно быть доступно для осмотра и ремонта и быстрого устранения неисправностей.

Принципы построения схем электроснабжения:

- отказ от холодного резерва – т.е. все линии и трансформаторы должны находиться под напряжением или под нагрузкой
- отдельная работа линий и трансформаторов – все линии и трансформаторы работают отдельно.
- глубокое секционирование – все секции шин секционированы
- приближение ВН к потребителям.

Определение расчётной мощности и нагрузок методом упорядоченных диаграмм позволяют нам определить электрическую нагрузку, которая являются исходными данными для решения комплекса вопросов при проектировании системы в коллективном садовом товариществе и в целом сельскохозяйственные производственные площади.

Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения и производится для выбора трансформаторов технического направления ТП, токоведущих элементов, компенсирующих установок, защитных устройств и т.д.

Исходными данными для определения электрических нагрузок являются количество и мощность приемников электроэнергии, находящихся на территории сада, категория по степени надежности, характеристика использования трансформатора по окружающей среде.

2. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчет электрических нагрузок садового товарищества

Основное положение по расчету электрических нагрузок сетей сельхоз назначения.

В соответствии с Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,4 10 кВ сельскохозяйственного назначения [1]. Следует определять электрические нагрузки при создании проектов вновь сооружаемых и реконструированных электрических сетей напряжением 0,4 10 кВ сельхоз назначения, а также при разработке проектов схем перспективного развития таких сетей.

В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей сельхоз назначения положено суммировать расчетные нагрузки, предложенные в вероятной форме. Расчетные нагрузки частных домов в сетях 0,4 кВ определяются с учетом достигнутого уровня электропотребления на внутридомовые нужды, а производственные, общественные и коммунальные потребители по нормам.

Расчетная нагрузка считается, наибольшее из средних значений полной мощности за промежуток 30 минут, которые могут возникнуть на вводе к потребителю или в питающей сети в расчетном году с вероятностью не ниже 0,9.

Различаются дневные и вечерние, расчетные активные (реактивные) нагрузки.

За расчетную нагрузку принимается наибольшая из величин дневных или вечерних расчетных нагрузок полученных на данном участке линии или подстанции, для выбора сечений проводов или мощностей трансформаторных подстанций

Потери или отклонения напряжения в сетях рассчитываются отдельно для режима дневных и вечерних нагрузок.

Жилым сельским домом при расчете нагрузок считается многоквартирный дом или квартира в многоквартирном доме имеющие отдельный счетчик электроэнергии.

Коэффициент спроса представляет собой переменную величину, зависящую от количества однородных потребителей. Коэффициенты спроса приведены в таблице 2. Для определения расчетных нагрузок групп электроприемников в садовом товариществе наибольшее применение получил метод упорядоченных диаграмм показателей графиков нагрузки. Этот метод позволяет по номинальной мощности и характеристике приемников определить расчетный максимум нагрузки.

Таблица 2 - коэффициент спроса

| Количество потребителей | Коэффициенты спроса для жилых домов с удельной нагрузкой свыше 2 кВт/дом | Заявленная мощность на участок кВт |
|-------------------------|--|------------------------------------|
| 72 | 0,6 | 3,5 |

Расчет электрических нагрузок ведется по длительному режиму работы приемников коэффициент одновременности, представляет собой переменную величину, зависящую от количества однородных потребителей.

Для определения коэффициентов одновременности необходимо определить количество приемников и мощности, при суммировании электрических нагрузок в сетях 0,4 кВ.

Удельная расчетная нагрузка на один участок, приведена в техническом условии объекта и равна $P_{уч.уд} = 3,5$ кВт/участок

Найдем номинальную нагрузку одного потребителя, кВт:

$$P_{ном.уч.} = P_{уч.уд.} \cdot n \quad (3)$$

где n — количество участков, равное 72

$$P_{ном.уч.} = 3,5 \cdot 72 = 252 \text{ кВт}$$

Для примера возьмем скважинный насос:

$$P_{\text{ном.насос}} = 2P_{\text{уд.}} \cdot \cos \varphi, \quad (4)$$

где $2P_{\text{уд.}}$ – удельная нагрузка насоса, кВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности, равен 0,9.

$$P_{\text{ном.насос}} = 2 \cdot 72 \cdot 0,9 = 129,6 \text{ кВт}$$

Общая нагрузка:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{ном.уч.}} + P_{\text{ном.насос}} \quad (5)$$

$$P_{\text{ном}} = 252 + 129,6 = 381,6 \text{ кВт}$$

Определим расчетную активную мощность, кВт:

$$P_{\text{расч.}} = P_{\text{ном.}} \cdot K_c, \quad (6)$$

где $P_{\text{ном.}}$ – номинальная мощность одного потребителя, кВт;

K_c – коэффициент спроса, равный 0,6 [2]

$$P_{\text{расч.}} = 381,6 \cdot 0,6 = 228 \text{ кВт}$$

Определим расчетную реактивную мощность, кВАр:

$$Q_{\text{рас.}} = P_{\text{рас.}} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

$$\operatorname{tg} \varphi \Rightarrow \cos \varphi = \cos(\operatorname{arctg} \varphi) = 0,48 \quad (8)$$

$$Q_{\text{рас.}} = 228 \cdot 0,48 = 109 \text{ кВАр}$$

Определим расчетную полную мощность, кВА:

$$S_{\text{рас.}} = \sqrt{P_{\text{рас.}}^2 + Q_{\text{рас.}}^2} \quad (9)$$

$$S_{\text{рас.}} = \sqrt{228^2 + 109^2} = 253 \text{ кВА}$$

Определим расчетный ток, А:

$$I_{рас.} = \frac{S_{рас.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (10)$$

Где $U_{ном.}$ – номинальное напряжение, В.

$$I_{рас.} = \frac{253}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 366,6 \text{ А}$$

Показатели расчетов запишем в таблицу 3 – расчет электрических нагрузок.

Таблица 3 - расчет электрических нагрузок

| Наименование | $P_{ном., кВт}$ | K_c | $\cos \varphi$ | $tg \varphi$ | Расчетная нагрузка | | | $I_{рас.}$ А |
|----------------------|-----------------|-------|----------------|--------------|--------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| | | | | | $P_{рас., кВт}$ | $Q_{рас., кВАр}$ | $S_{рас., кВА}$ | |
| Садовое товарищество | 381,6 | 0,6 | 0,9 | 0,48 | 228 | 109 | 253 | 366,6 |

В составе потребителей электроэнергии садового товарищества следует учитывать наружное электрическое освещение улиц и проездов. Электрические нагрузки сетей наружного освещения улиц определяются общим количеством осветительных приборов и их потребляемой мощности.

Согласно СНиП СН 541-82 (с 1995 г.). На главных улицах, а также в районе общественных зданий освещенность должна быть не меньше 4лк. Этот же норматив относится и к улицам с жилой застройкой.

Освещение уличное второстепенных улиц и переулков может быть меньше в два раза и составляет всего 2 лк. Этот же норматив действует для проездов и поселковых дорог.

Если стоит вопрос о дорогах в садоводческих и дачных кооперативах, то здесь так же применяется норма в 2 лк. Но она относится только к основным проездам. Для второстепенных дорог она составляет всего 1 лк благодаря чему повышается экономичность и безопасность осветительной системы уличного освещения, а также надежность приборов и удобство их эксплуатации. После того как были внедрены светодиодные лампы, документ СНиП СН 541-82 откорректировали с учетом особенностей этого рода осветительных приборов (2011 г.) по естественному и искусственному освещению.

Для сравнения возьмём два вида светильников. Уличный светодиодный светильник GSS-60w и консольный светильник ЖКУ 21 100 Вт с цоколем E40.

Сравнительные характеристики приведем в таблице 4.

Таблица 4 - Характеристики светильников

| светодиодный светильник GSS-60w | | консольный светильник ЖКУ 21 100 Вт | |
|--|-------------|--|---------|
| Цветовая температура, К. | 4700 - 5300 | Цветовая температура, К. | 2000 |
| Световой поток, Лм. | 7440 | Световой поток, Лм. | 9500 |
| Степень защиты: IP | 66 | Степень защиты: IP | 54 |
| Потребляемая мощность (максимальная): Вт | 60 | Потребляемая мощность (максимальная): Вт | 100 |
| Диапазон напряжений питающей сети, В | 176-278 | Диапазон напряжений питающей сети, В | 210-240 |
| Цена: рублей | 5890 | Цена: рублей | 4990 |

Применим 21 светодиодный светильник GSS-60w потребляемой мощностью 60 Вт. При суммарной активной мощности 1,26 кВт и коэффициентом мощности 0.95 - полная потребляемая мощность составит 1,197 кВА. Так же возьмем 21 консольный светильник ЖКУ 21 потребляемой мощностью 100 Вт. При суммарной активной мощностью 2,1 кВт и коэффициентом мощности - 0,8 полная потребляемая мощность составит 1,68 кВА. Возьмем минимальную того, что экономия на подключения составит 1,68кВА-1,197кВА =0,48 кВА – разница потребления светильников.

Проведя сравнительный анализ двух видов светильников, выбор пал на светодиодный светильник GSS-60w (Рисунок 1).

Произведем расчеты нагрузки освещения:

Определим суммарную активную мощность:

$$P_{\text{ном.}} = P_{\text{уд.}} \cdot n \quad (11)$$

где n — количество светильников, равное 21

$$P_{\text{ном.}} = 60 \cdot 21 = 1,26 \text{кВ}$$

Определим полную потребляемую мощность:

$$S_{\text{ном.}} = P_{\text{ном.}} \cdot K_c \quad (12)$$

где K_c — полная потребляемая мощность, равна 0,95

$$S_{\text{ном.}} = 1,26 \cdot 0,95 = 1,197 \text{кВА}$$

Определим расчетный ток:

$$I = \frac{P_{\text{ном.}}}{U} \quad (13)$$

где U — напряжение в линии освещения, равное 220 В

$$I = \frac{1260}{220} = 5,72 \text{ А}$$

Применение светодиодных светильников окупается уже на стадии проектирования, из-за снижения подключаемой мощности.



Рисунок 1 - Уличный светодиодный светильник GSS-60w

Уличное освещение запитывается от шкафа наружного освещения (ШНО) установленного в КТП проводом СИП—2х16. Количество опор и светильников по 21 шт. При использовании уличных светодиодных светильников GSS-60w, расстояние между соседними светильниками должно составлять примерно 25-30 м. Для управления ночным освещением установлен уличный датчик включения освещения, через коммутационное устройство. На рисунке 2 показана принципиальная схема питания сети освещения.

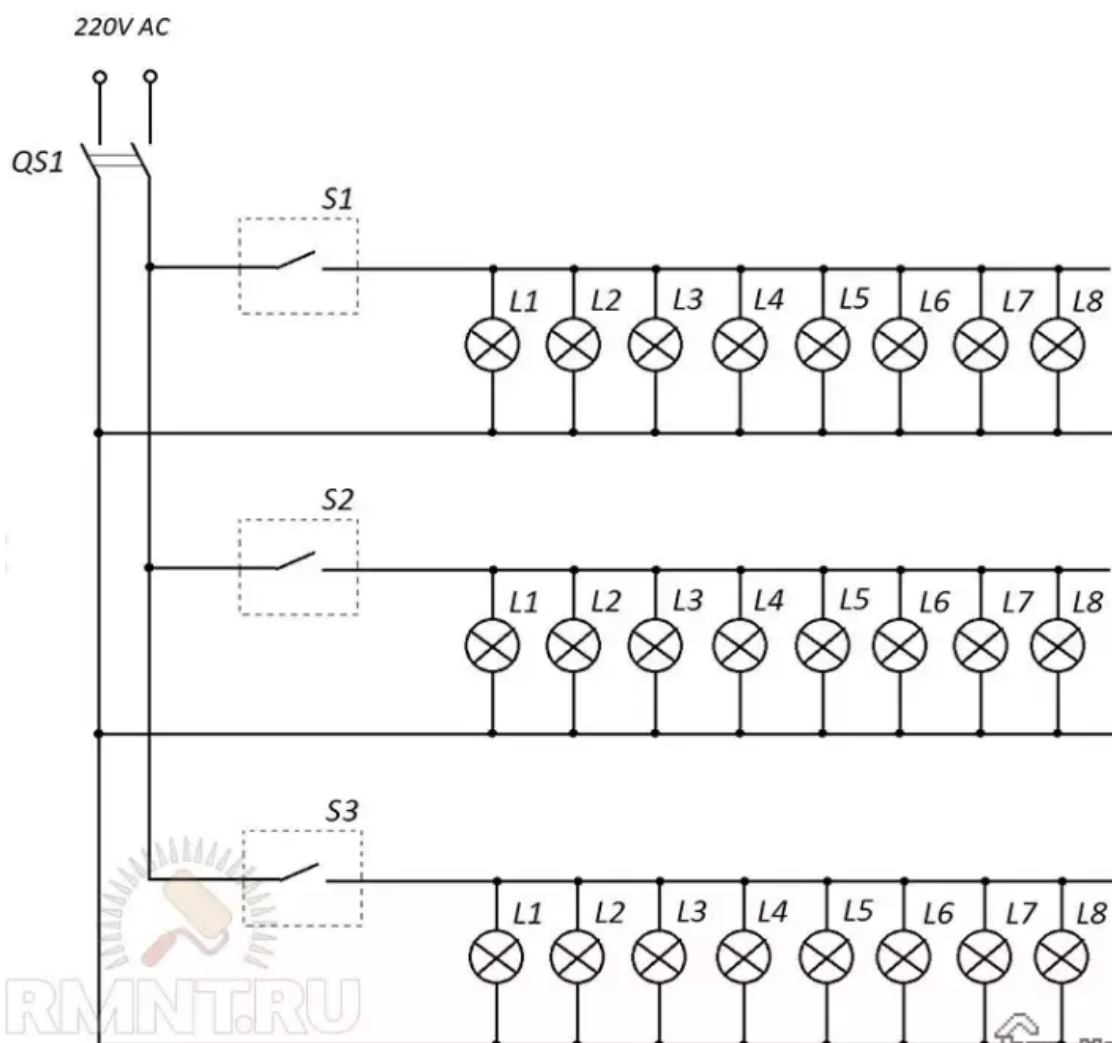


Рисунок 2- Схема питания сети освещения

2.2 Выбор силовых трансформаторов

Основным критерием выбора оптимальной мощности трансформаторов являются: экономические критерии, обеспечивающие минимум приведённых затрат, условия нагрева, зависящие от температуры, коэффициента начальной загрузки, длительности максимума

От правильного размещения подстанций на территории жилой зоны зависят экономические показатели и надёжность системы электроснабжения потребителей.

Количество силовых трансформаторов на трансформаторной подстанции зависит от категории нагрузки по степени бесперебойности электроснабжения.

Сравнительный анализ сухих и масляных трансформаторов.

В ряде случаев выбор варианта КТП с сухим трансформатором является единственным, когда на объекте нет другой возможности для сооружения подстанции. Например: в производственном цехе, в цокольном помещении или на этажном перекрытии жилого дома, либо на территории учебного заведения, в парковой зоне, метрополитене и т.д., т.е. в местах, где требования к конструкции трансформатора диктуются повышенными требованиями в части экологической и пожарной безопасности.

Но все же сухой трансформатор относится к установкам высокого напряжения и сам по себе является объектом повышенной опасности. Соответственно этому, трансформатор всегда размещается только внутри комплектной трансформаторной подстанции в защищенном отсеке. В ней же имеются недоступные снаружи распределительные устройства низкого и высокого напряжений, и только так можно обеспечить требуемый уровень безопасности от поражения электрическим током. Прикосновение к внешней поверхности литой обмотки включенного сухого трансформатора приводит к поражению электрическим током. У сухого трансформатора при отсутствии ограждения поражающая поверхность намного больше, чем у масляного трансформатора.

Нередко можно услышать, что внедрение сухих трансформаторов значительно экономит время на обслуживание электроустановок, вплоть до полного отсутствия необходимости такового. Как известно, в общих затратах рабочего времени на обслуживание электроустановок одной из наиболее весомых операций является периодический осмотр. Если ознакомиться с содержанием типовой технологической карты осмотра КТП, который в зависимости от местных условий проводится с различной периодичностью, но не реже одного раза в квартал, становится очевидным, что объем работы при проведении осмотра КТП практически не зависит от конструкции применяемого в ней трансформатора.

Значительная доля повреждений трансформаторов случается из-за ослабления шинных соединений на выводных наружных контактах НН и, независи-

мо, сухой трансформатор или масляный, эти контакты требуют к себе периодического внимания и ухода. На масляном трансформаторе перегрев контакта вызовет разрушение изолятора или разгерметизацию уплотнения, в любом случае ремонт такого повреждения не представляет особой проблемы. На сухом трансформаторе при этом виде повреждения, из-за менее эффективного охлаждения зоны перегрева и интенсивной передачи тепла по проводнику в обмотку, происходит разрушение литой изоляции в зоне выводов из обмотки, что наверняка приведет к необходимости замены блока обмоток на поврежденной фазе.

Существует различие коэффициентов теплового объемного расширения материалов проводника и литой изоляции, в связи с чем, блоки обмоток сухих трансформаторов в процессе эксплуатации подвержены микроразрушениям, что приводит к появлению, так называемых, частичных разрядов. Микротрещина создает пограничное соприкосновение двух различных диэлектрических сред, вследствие чего в этой зоне возникает повышенная напряженность электрического поля, что неизбежно вызывает непрерывный пробой внутри микротрещины. В этой точке постепенно происходит обугливание изоляции, перерастающее впоследствии в межвитковое или межслоевое короткое замыкание и приводящее к выгоранию обмотки. Процесс может развиваться неделями, даже месяцами, но практически остается незаметным, вплоть до момента аварии. Частичные разряды могут быть выявлены только специальными приборами. Проблема контроля отсутствия частичных разрядов в распределительных трансформаторах возникла в связи с появлением именно сухих трансформаторов. В масляных трансформаторах частичные разряды теоретически могут возникнуть при наличии микропузырьков воздуха где-либо в бумажно-масляной изоляции, но, благодаря технологии вакуумирования при подготовке и заливке масла, масляные трансформаторы этому виду повреждения, как правило, не подвержены.

Дефекты изоляции в сухих трансформаторах могут возникнуть и при нарушении допустимых климатических условий их применения. Имеются в ви-

ду не только условия эксплуатации трансформаторов, но и условия их хранения до ввода в эксплуатацию. Как правило, нижний предел температуры применения сухих трансформаторов ограничивается значением -25°C .

В заключение необходимо сказать, что в каждом конкретном случае необходимо учитывать реальные условия эксплуатации оборудования, что обеспечит более полное отражение сравниваемых технико-экономических показателей и оптимальный его выбор.

Гофрированные баки обеспечивают необходимую поверхность охлаждения без применения съемных охладителей, что значительно увеличивает надежность трансформаторов.

На подстанциях всех напряжений, как правило, применяется не более двух трансформаторов по соображениям технической и экономической целесообразности. Трансформаторные подстанции применяются в тех случаях, когда большинство электроприёмников относится к первой или второй категориям. Комплектные ТП должны размещаться с наибольшим приближением к центру питаемой ими нагрузки предпочтительно с некоторым смещением в сторону источника питания.

Требования:

- минимум занимаемой полезной площади на территории садового товарищества;
- отсутствие помех в период подачи электроэнергии;
- соблюдение электрической и пожарной безопасности;

По расчётному значению $S_{рас}$, выбираем мощность трансформаторов для потребителей с преобладанием 3 категории по надёжности электроснабжения.

В системах электроснабжения садовых товариществ и сельской местности применяют понижающие трансформаторные подстанции, используя для преобразования и распределения электроэнергии, получаемой обычно от энергосистем.

На всех подстанциях для изменения напряжения переменного тока служат силовые трансформаторы различного конструктивного исполнения, выпускаемые в широком диапазоне номинальных мощностей и напряжений. Выбор трансформатора заключается в определении их требуемого числа, типа, номинальных напряжений и мощности, а также группы и схемы соединения.

Определяем мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{тр} = \frac{P_{ср}}{\cos\varphi_2 \cdot n \cdot K_c} \quad (14)$$

где $S_{тр}$ - мощность силового трансформатора, кВА;

$P_{ср}$ - расчетная нагрузка, кВт;

n - число трансформаторов;

K_c - коэффициент спроса, равный 0,6.

$$S_{тр} = \frac{228}{0,95 \cdot 1 \cdot 0,6} = 400 \text{ кВА}$$

По расчетной мощности принимаем стандартную мощность, тип трансформатора. Принимаем ТМГ-400.

Определяем необходимую мощность силовых трансформаторов в период загрузки расчетной максимальной мощности,

Проверяем условие нормальной работы трансформатора при условии,

где $S_{тр} \geq S_{ном}$.

$$S_{тр} 400 \text{ кВА} \geq S_{ном} 381,6 \text{ кВА}$$

Условие выполняется, значит, принимаем трансформатор мощностью 400кВА.

Характеристики трансформаторов приведены таблице 5.

Таблица 5 - характеристик трансформаторов

| Вариант | Тип трансформатора | Кол. | ΔQ_{XX} | ΔQ_{K3} | Потери, кВт. | | Стоимость, р. |
|---------|--------------------|------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|
| | | | | | ΔP_{XX} | ΔP_{K3} | |
| 1 | 2ЧТМ – 400 | 1 | 17,6 | 14,4 | 1,35 | 4,65 | 1062 |

| | | | | | | | |
|---|------------|---|-------|--------|------|-----|------|
| 2 | 2ЧТМ – 250 | 2 | 8,69 | 17,019 | 1,05 | 3,7 | 931 |
| 3 | ТМ — 630 | 1 | 7,564 | 20,801 | 1,42 | 7,6 | 1750 |

Определим в нормальном и аварийном режиме.

$$K_{3Н1} = \frac{S_p^1}{n_{m1} \cdot S_{нм1}} = \frac{302,53}{2 \cdot 400} = 0,38 \quad (15)$$

$$K_{3Н2} = \frac{S_p^1}{n_{m2} \cdot S_{нм2}} = \frac{302,53}{2 \cdot 250} = 0,6 \quad (16)$$

$$K_{3Н1} = \frac{S_p^1}{n_{m1} \cdot S_{нм1}} = \frac{302,53}{1 \cdot 630} = 0,5 \quad (17)$$

$$K_{AB1} = \frac{S_p^1}{S_{нм1}} = 0,7 \quad (18)$$

$$K_{AB2} = \frac{S_p^1}{S_{нм2}} = 1,2 \quad (19)$$

2.3 Технико-экономический расчёт и выбор трансформатора

Вариант первого типа трансформатора марки ЧТМ —400.

Приведённые потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta P_K^1 = \Delta P_K + K_{инп} \cdot \Delta Q_K = 6,76 \text{ кВт} \quad (27)$$

$$\Delta P_X^1 = \Delta P_X + K_{инп} \cdot \Delta Q_X = 1,35 + 0,005 \cdot 17,6 = 1,536 \text{ кВт} \quad (20)$$

$$\Delta P_{Т1} = \Delta P_X^1 + K_3^2 \cdot \Delta P_K^1 = 2(1,536 + 0,34 \cdot 6,76) = 9,69 \text{ кВт} \quad (21)$$

1. Полные потери мощности в трансформаторе.

2. Потери электроэнергии в трансформаторе.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_T \cdot T_T = 9,69 \cdot 6500 = 63029 \text{ кВт} \quad (22)$$

где: — число часов работы предприятия в году при числе смен 2 – 6500(ч)

3. Стоимость потерь электроэнергии.

$$C_n = C_0 \cdot \Delta \mathcal{E} = 1 \cdot 63029 = 63,03 \text{ м. р.} \quad (23)$$

где: стоимость электроэнергии 1кВт/ч

4. Амортизационные отчисления на трансформатор.

$$C_a = \varphi_0 \cdot K = 2 \cdot 0,03 \cdot 443 = 0,06 \text{ т. р.} \quad (24)$$

K – капиталовложения на трансформаторную подстанцию.

φ_0 — коэффициент амортизационных отчислений 0.03 или 3%

5. Эксплуатационные расходы.

$$C_3 = C_n + C_a = 63,03 + 0,06 = 63,08 \text{ т. р.} \quad (25)$$

6. Затраты на рассматривание варианта номинальной мощности трансформатора.

$$З = p_n \cdot K + C_3 = 0,125 \cdot 443 + 63,089 \text{ т. р.} \quad (26)$$

p_n — нормативный коэффициент – 0.125

Вариант второго типа трансформатор типа ЧТМ – 250

1. Приведённые потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta P_X^1 = \Delta P_X + K_{ип} \cdot \Delta Q_X = 1,305 \text{ кВт} \quad (27)$$

$$\Delta P_K^1 = \Delta P_K + K_{ип} \cdot \Delta Q_K = 3,7 + 17,0,019 \cdot 0,05 = 6,2 \text{ кВт} \quad (28)$$

2. Полные потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_X^1 + K_3^2 \cdot \Delta P_K^1 = 2(1,305 + 6,2 \cdot 0,56) = 8,68 \text{ кВт} \quad (29)$$

3. Потери электроэнергии в трансформаторе.

$$\Delta Э = \Delta P_T \cdot T_T = 8,68 \cdot 6500 = 56459 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (30)$$

где: — число часов работы предприятия в году при числе смен 2 – 4500(ч)

4. Стоимость потерь электроэнергии.

$$C_n = C_0 \cdot \Delta Э = 1 \cdot 56459 = 56,47 \text{ т. р} \quad (31)$$

где: стоимость электроэнергии 1кВт/ч

5. Амортизационные отчисления на трансформатора.

$$C_a = \varphi_0 \cdot K = 2 \cdot 0,003 \cdot 931 = 0,03 \text{ т. р.} \quad (32)$$

K – капиталовложения на трансформаторную подстанцию.

φ_0 — коэффициент амортизационных отчислений 0.03 или 3%

6. Эксплуатационные расходы.

$$C_3 = C_n + C_a = 54,49 \text{ т. р.} \quad (33)$$

7. Затраты на рассматривание варианта номинальной мощности трансформатора.

$$З = p_n \cdot K + C_3 = 111,86 \text{ т. р.} \quad (34)$$

p_n — нормативный коэффициент – 0.125

Вариант 3 трансформатора типа ЧТМ –630

1. Приведённые потери мощности в трансформаторе.

$$\Delta P_x^1 = \Delta P_x + K_{ип} \cdot \Delta Q_x = 2,302 \text{ кВт} \quad (35)$$

$$\Delta P_k^1 = \Delta P_k + K_{ип} \cdot \Delta Q_k = 10,02 \text{ кВт} \quad (36)$$

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_x^1 + K_3^2 \cdot \Delta P_k^1 = 7,218 \text{ кВт} \quad (37)$$

2. Полные потери мощности в трансформаторе.

3. Потери электроэнергии в трансформаторе.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_T \cdot T_T = 7,21 \cdot 6500 = 46594 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (38)$$

где: — число часов работы предприятия в году при числе смен 2 – 6500(ч)

4. Стоимость потерь электроэнергии.

$$C_n = C_0 \cdot \Delta \mathcal{E} = 46,9 \text{ т. р.} \quad (39)$$

где: стоимость электроэнергии 1кВт/ч

5. Амортизационные отчисления на трансформатор.

$$C_a = \varphi_0 \cdot K = 0,03 \cdot 1750 = 41 \text{ т. р.} \quad (40)$$

K – капиталовложения на трансформаторную подстанцию.

φ_0 — коэффициент амортизационных отчислений 0.03 или 3%

6. Эксплуатационные расходы.

$$C_э = C_n + C_a = 46,94 \text{ т. р.} \quad (41)$$

7. Затраты на рассмотрение варианта номинальной мощности трансформатора.

$$З = P_n \cdot K + C_э = 0,125 \cdot 1750 + 46,94 = 102,31 \text{ т. р.} \quad (42)$$

P_n — нормативный коэффициент – 0.125

На основании проведённого технико-экономического расчёта принимаем вариант трансформатора с наименьшими затратами. Принимаем трансформатор типа ЧТМ – 250. Трёхфазный силовой масляный трансформатор ТМ—250 рисунок 3. Трансформаторы масляные ТМ с естественным воздушным охлаждением предназначены для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения в трёхфазных сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в составе электроустановок наружно-

го или внутреннего размещения в условиях умеренного (от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$) климата для исполнения У1 или холодного (от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$) климата для исполнения УХЛ1 таблица 6.

В трансформаторах типа ТМ температурные изменения объема масла компенсируются за счет масло расширительного бака, расположенного на верхней крышке трансформатора.

Для предотвращения попадания в трансформатор влаги и промышленных загрязнений при колебаниях уровня масла расширительный бак снабжен встроенным воздухоочистителем.

Перед запуском в серийное производство гофрированные баки подвергаются механическим испытаниям на цикличность (10000 циклов на воздействие максимального и минимального давлений) для подтверждения их ресурса работы на весь срок службы трансформатора, составляющий 25 лет.

Таблица 6 - Технические характеристики трансформаторов ТМ—250/10/04 и ТМГ—250/10/04

| Наименование | Единица измерения | Значение |
|---|-------------------|---|
| Номинальная мощность | кВА | 250 |
| Высокое напряжение (напряжение на стороне ВН) | кВ | 6 (10) |
| Низкое напряжение (напряжение на стороне НН) | кВ | 0,4 |
| Напряжение короткого замыкания | % | 4,5 |
| Потери короткого замыкания | кВт | 3,7 |
| Ток холостого хода | % | 1,7 |
| Потери холостого хода | кВт | 0,56 |
| Схема и группа соединения обмоток | | Y/Y _H —0; D/Y _H —11; Y/Z _H —11 |

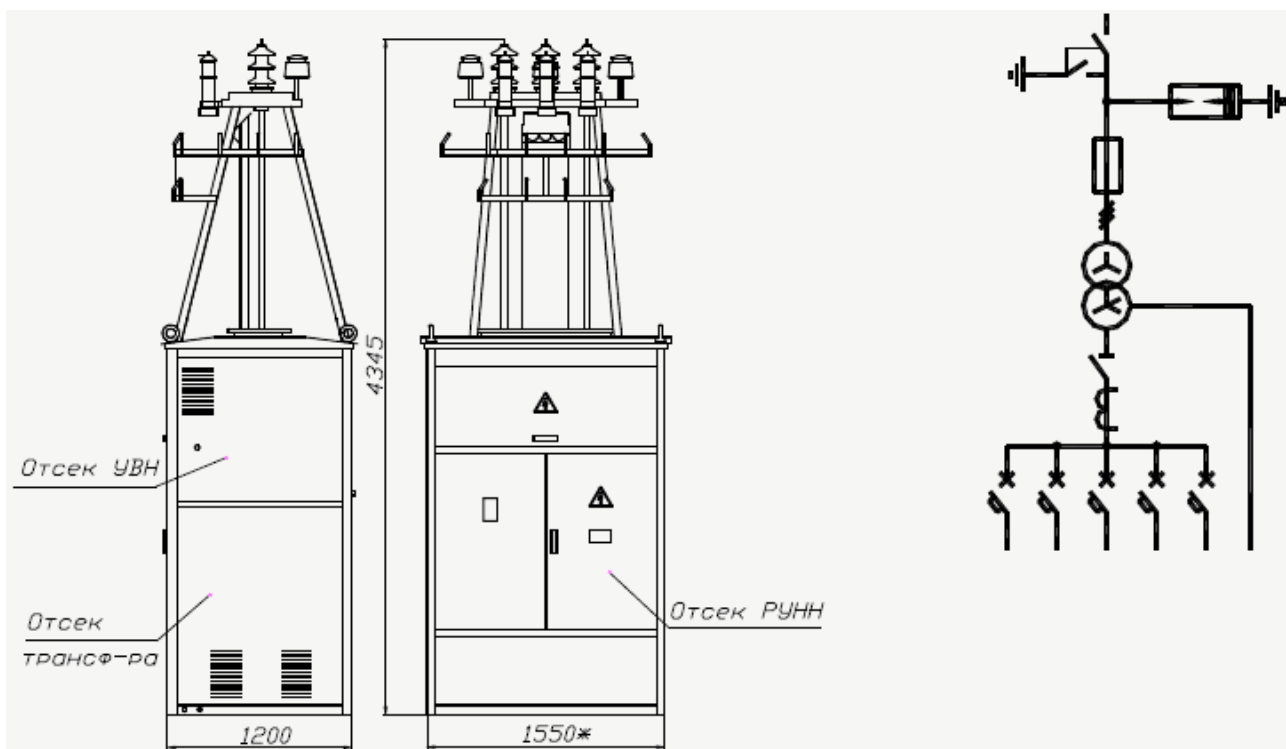


Рисунок 3 - Мачтовый трансформатор ТМГ—250/10/0,4

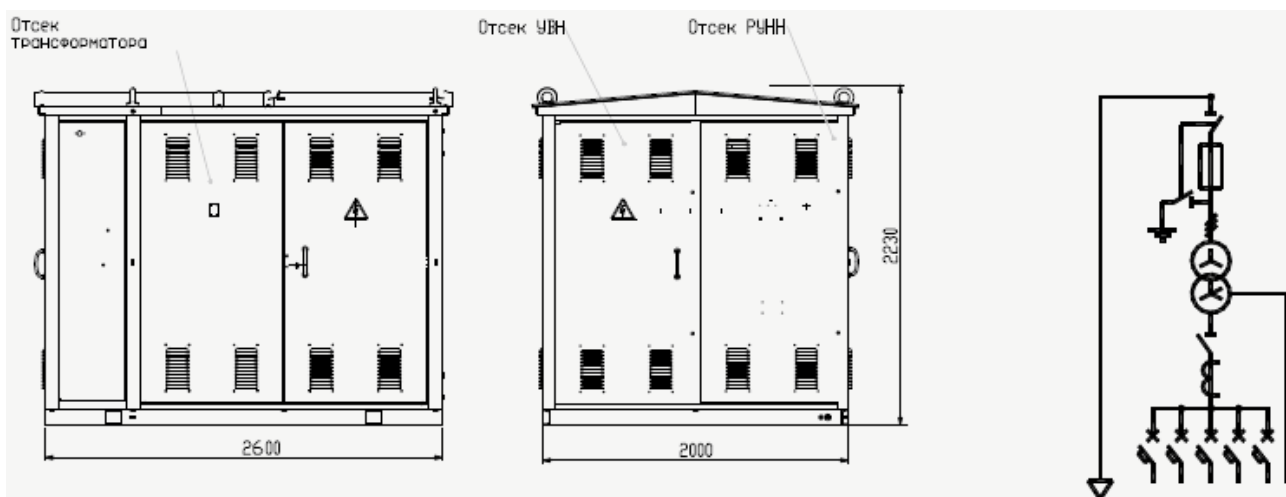


Рисунок 4 - Трансформатор ТМГ - 250/10/0,4

Таблица 7 - Габариты и вес масляного трансформатора ТМ—250/10/0,4 и ТМГ—250/10/0,4

| Наименование | Длина, мм | Ширина, мм | Высота, мм | Масса полная, кг | Масса масла, кг |
|------------------------------|-----------|------------|------------|------------------|-----------------|
| Трансформатор ТМ—250/6 (10) | 1180 | 1050 | 1470 | 970 | 240 |
| Трансформатор ТМГ—250/6 (10) | 980 | 1050 | 1400 | 1000 | 255 |

* — габаритные размеры и вес трансформаторов могут отличаться от указанных в зависимости от производителя

Условия эксплуатации трансформатора— ТМ—250 и ТМГ 250

- Окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли
- Высота установки над уровнем моря не более 1000 м
- Режим работы длительный
- Температура окружающей среды от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$
- Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически агрессивной среде

2.4 Определение месторасположения подстанции на основе технико-экономического расчёта

Экономически целесообразное расположение ТП на территории сада приблизительно соответствует «центру электрических нагрузок», питаемой подстанцией. «Центр нагрузок» определяется аналогично центру тяжести на плоскости, где расположены силы веса некоторой группы масс. ТП должна располагаться вблизи внутриквартальных проездов на расстоянии не менее 10 м от зданий, но не должна сооружаться в центральных частях зон озеленения, отдыха, спортивных и детских площадок и т. п.

В нашем случае самое экономически выгодное место расположения подстанции находится на территории товарищества в непосредственной близости главной питающей линии.

2.5 Расчет токов короткого замыкания

Коротким замыканием называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а в системах с заземлённой нейтралью также замыканием фаз на землю.

Короткие замыкания в электроустановках возникают в результате пробоев и перекрытий изоляции электрооборудования, набросов, ошибочных действий персонала и по многим другим причинам.

При коротком замыкании токи в фазах установки увеличиваются по сравнению с их нормальным значением, а напряжения снижаются. В трёхфазной электрической сети возможны: трёхфазное, двухфазное, двухфазное на землю и однофазное короткое замыкание.

Как правило, в месте короткого замыкания возникает электрическая дуга, которая вместе с сопротивлениями элементов пути тока короткого замыкания образует переходное сопротивление.

Протекания токов короткого замыкания приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами короткого замыкания, то есть должны быть термически стойкими.

Расчет токов короткого замыкания на низкой стороне

1) Составляем расчетную схему подстанции (Рис.5):

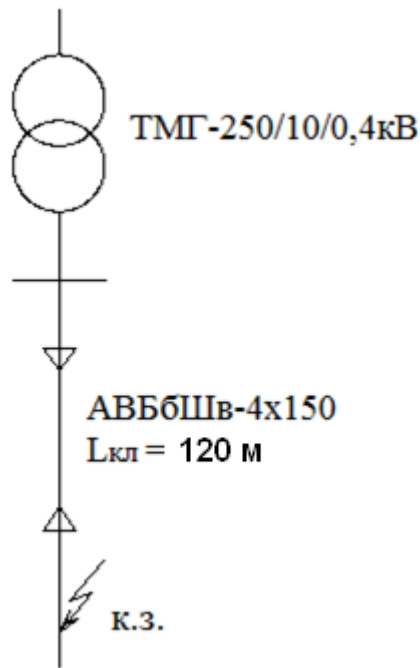


Рисунок 5 – Расчётная схема КТП 0,4 кВ

2) По расчетной схеме составляем схему замещения, выбираем точки КЗ (Рис.6):

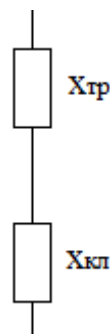


Рисунок 6 – Схема замещения

3) Сопротивления схем замещения определяются следующим образом.

Для силовых трансформаторов по таблице 8 [21].

Таблица 8 – Сопротивление трансформаторов 10/0,4 кВ

| Мощность, кВ'А | R_T , мОм | X_T , мОм | Z_T , мОм | $Z_T^{(1)}$, мОм |
|----------------|-------------|-------------|-------------|-------------------|
| 250 | 9,4 | 27,2 | 28,7 | 312 |

4) определяем ток однофазного короткого замыкания, кА:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{U_{\kappa\phi}}{Z_n + \frac{z_m^{(1)}}{3}}, \quad (43)$$

где: $U_{\kappa\phi}$ — фазное напряжение в точке КЗ, кВ;

$Z_{\text{п}}$ — полное сопротивление петли «фаза-нуль» до точки КЗ, Ом
[таблица 102, 14];

$Z_{\text{т}}^{(1)}$ — полное сопротивление трансформатора однофазному КЗ, Ом

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{0,22}{0,09 \cdot 0,54 + \frac{0,312}{3}} = 1,44 \text{ кА}$$

2.6 Расчет заземления

Тип подстанции: ТП-250/10/0,4

Климатическая зона - III

Почва суглинок, $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

Габариты: А х В = 5,6м х 4м

$U_{\text{вн}} = 10\text{кВ}$, $U_{\text{нн}} = 0,4 \text{ кВ}$

Глубина залегания $t = 0,7\text{м}$

Тип ЗУ – контурное

$L_{\text{кл}} = 0,1\text{км}$

Сталь полосовая 40х4мм $L = 3,5\text{м}$ – горизонтальный электрод

Уголок стальной 50х50х5мм $L = 5\text{м}$ – вертикальный электрод

1) Определить расчётное сопротивление одного вертикального электрода,

Ом:

$$r_{\text{в}} = 0,3 \cdot \rho \cdot k_{\text{сез}}, \quad (44)$$

где $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – суглинок, $k_{\text{сез}}$ - коэффициент сезонности, учитывающий промерзания и просыхания грунта, для вертикального электрода

Таблица 9 – Коэффициенты сезонности $k_{\text{сез}}$

Таблица 9 – Коэффициенты сезонности

| Климатическая зона | Вид заземлителя | | Дополнительные сведения |
|--------------------|-----------------|----------------|--|
| | вертикальный | горизонтальный | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| I | 1,9 | 5,8 | Глубина заложения вертикальных заземлителем от поверхности земли 0,5... 0,7м |
| II | 1,7 | 4,0 | Глубина заложения горизонтальных заземлителей 0,3. ..0,8м |
| III | 1,5 | 2,3 | |
| IV | 1,3 | 1,8 | |

$$r_6 = 0,3 \cdot 100 \cdot 1,5 = 45 \text{ Ом.}$$

2) Определяем расчётный (ёмкостной) ток замыкания на землю, А:

$$I_3 = \frac{U_{вн} \cdot 35 \cdot L_{кл}}{350}, \quad (45)$$

где $U_{вн}$ – высокое напряжение, кВ;

$L_{кл}$ – длина кабельной линии, м.

$$I_3 = \frac{10 \cdot 35 \cdot 0,1}{350} = 0,1 \text{ А.}$$

3) Определяем предельное сопротивление совмещенного ЗУ, Ом:

$$R_{з\text{у}1} \leq \frac{125}{I_3} \quad (46)$$

$$R_{з\text{у}1} \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{0,1} = 1250 \text{ Ом (для ВН).}$$

Согласно по ПУЭ требуемое по НН $R_{з\text{у}2} \leq 4 \text{ Ом}$ на НН. Принимаем $R_{з\text{у}2} = 4 \text{ Ом}$ при $\rho = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

4) Определяем количество вертикальных электродов:

а) без учёта экранирования

$$N'_{\text{э.п}} = \frac{r_6}{R_{з\text{у}2}} \quad (47)$$

$$N'_{\text{э.п}} = \frac{45}{4} = 11,25, \text{ принимается } N'_{\text{э.п}} = 12.$$

б) с учетом экранирования

$$N_{\epsilon.p} = \frac{N'_{\epsilon.p}}{\eta_{\epsilon}}, \quad (48)$$

Где η_{ϵ} - коэффициент использования электродов [таб. 9].

$$N_{\epsilon.p} = \frac{12}{0,55} = 21,81, \text{ принимаем } N_{\epsilon.p} = 22.$$

5) Размещаем ЗУ на плане (рис. 7) и уточняются расстояния, наносим на план.

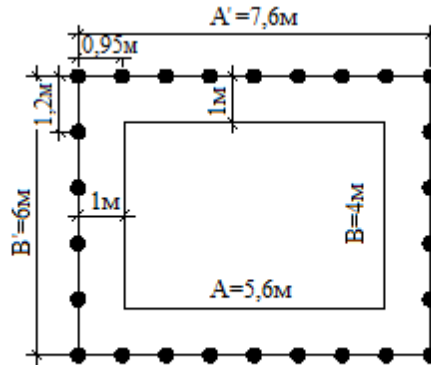


Рисунок 7 - Контур заземляющего устройства

Так как контурное ЗУ закладывается на расстоянии не менее 1 м, то длина по периметру закладки равна:

$$L_n = (A + 3) \cdot 2 + (B + 3) \cdot 2, \quad (49)$$

$$L_n = (5,6 + 3) \cdot 2 + (4 + 3) \cdot 2 = 31,2 \text{ м}$$

Тогда расстояние между электродами уточняется с учетом формы объекта. По углам устанавливают по одному вертикальному электроду, а оставшиеся – между ними.

Для равномерного распределения электродов окончательно принимается $N_{\epsilon.p} = 26$, тогда:

$$a_B = \frac{B'}{n_{\epsilon} - 1}, \quad (50)$$

$$a_B = \frac{6}{6 - 1} = 1,2 \text{ м},$$

$$a_A = \frac{A'}{n_A - 1}, \quad (51)$$

$$a_A = \frac{7,6}{9 - 1} = 0,95 \text{ м},$$

где a_B – расстояние между электродами по ширине объекта, м;

a_A – расстояние между электродами по длине объекта, м;

n_B – количество электродов по ширине объекта;

n_A – количество электродов по длине объекта.

Для уточнения принимается среднее значение отношения

$$\left(\frac{a}{L_B}\right)_{cp} = \frac{1}{2} \left(\frac{a_B + a_A}{3}\right) \quad (52)$$

$$\left(\frac{a}{L_B}\right)_{cp} = \frac{1}{2} \left(\frac{1,2 + 0,95}{3}\right) = 0,36$$

Тогда по таблице 2. уточняются коэффициенты использования:

$$\eta_B = F(\text{Конт ЗУ.; вертикальн.; 1}) = 0,47;$$

$$\eta_\Gamma = F(\text{Конт ЗУ; горизонт.; 1}) = 0,27.$$

б) Определяем уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов:

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{L_n \eta_\Gamma} \cdot \rho \cdot K_{\text{сез.з}} \cdot \lg \frac{2L_n^2}{\delta \cdot t} \quad (53)$$

$$R_\Gamma = \frac{0,4}{31,2 \cdot 0,27} \cdot 100 \cdot 4 \cdot \lg \frac{2 \cdot 31,2^2}{40 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 92$$

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} \quad (54)$$

$$R_B = \frac{51}{26 \cdot 0,47} = 4,17$$

$k_{\text{сез}} = 4$ - коэффициент сезонности, учитывающий промерзания и просыхания грунта, для горизонтального электрода [таб. 9].

7) Определяется фактическое сопротивление ЗУ:

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{R_B \cdot R_\Gamma}{R_B + R_\Gamma} \quad (55)$$

$$R_{\text{зу.ф}} = \frac{4,17 \cdot 92}{4,17 + 92} = 3,99$$

$R_{\text{зу.ф}} (3,99) < R_{\text{зу2}} (4)$ - следовательно, ЗУ эффективно.

2.7 Выбор кабельных линий 380В

Передача и распределение электрической энергии в сельских населенных пунктах осуществляется как правило, по четырех проводной системе с номинальным напряжением 380/220 В с глухим заземлением нейтральной точки. Распределение электроэнергии от подстанций производится по трех проводной системе. Применение этих систем обусловлено необходимостью одновременного питания трехфазных двигателей напряжением 380 В и однофазных осветительных ламп и бытовых электроприборов напряжением 220В от одного и того же трансформатора.

Воздушные линии напряжением 380/220В выполняются неизолированными проводами с креплением проволочной вязкой на штыревых изоляторах, закрепляемых при помощи крюков или штырей на опорах.

На воздушных линиях в сельской местности принят следующий порядок расположения проводов на опорах: на самом верху фазные провода, ниже фанарный провод и в самом низу нулевой провод.

Полнофазным называется участок линии, на котором имеются фазные провода всех фаз и нулевой провод. Неполнофазным называется участок линии, на котором имеются фазные провода некоторых фаз и нулевой провод.

Так как в коллективном саду содержатся электроприемники третьей категории надежности электроснабжения, то сети 380 В выполняются по магистральной схеме. Трассы линий намечаются с учетом выбранного расположения ТП и расположения зданий и участков. Эти трассы должны располагаться вдоль контуров зданий не ближе 1 м, между контуров участков и дорогами. Ответвления в сооружения на участке будут осуществляться от распределительных шкафов (ШР).

Сечения жил кабелей линий 380 В должны выбираться по соответствующим расчетным электрическим нагрузкам линий в нормальных и послеаварийных режимах работы на основе технических ограничений допустимого нагрева и допустимых потерь напряжения, а также с учетом применения минимальных

сечений по условиям механической прочности (по условиям монтажа и эксплуатации).

Питающая магистраль от ТП до ВРУ в сети 380 В выполнены кабелем марки АПВББШп с изоляцией из сшитого полиэтилена. Кабель выбирают по длительным допустимым токам с учетом поправочных коэффициентов и должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Длительно допустимый ток:

— допустимый длительный ток для кабеля с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена.

— поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле [2, стр.31, табл.1.3.26].

— поправочный коэффициент на токи для кабелей, неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха [2, стр.19, табл.1.3.3].

— коэффициент загрузки кабеля в нормальном режиме или коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме [2, стр.18, табл.1.3.1].

— для расчетной температуры среды +5°C;

— для нормального режима;

— для послеаварийного режима.

В связи с тем, что линии электропередач длинные, то заведомо видно, что проверку по потерям напряжения целесообразней осуществлять одновременно с выбором кабелей по допустимым токам.

Допустимые потери напряжения в сетях 380В в нормальном и послеаварийном режимах работы равны 5%.

Рассмотрим рисунок ВРУ представленная в системе ввода электроэнергии на рисунке 3



Рисунок 8— Вводное распределительное устройство

На рисунке 8 мы видим верхние подходящие контакты рубильника к которым подходит кабель от ТП. После чего идет через шинопровод к плавким вставкам и трансформаторам тока. После трансформаторов идет распределение по фазам на каждую улицу.

Рассмотрим вариант схемы сети выполненной кабельной линией с одно-трансформаторной подстанцией и индивидуальными источниками питания. В этом варианте не будет послеаварийного режима. Пример выбора сечений для магистральной линии ТП—ШР1 для электроснабжения участка № 1, 2, 3,

4,.....24, и линейный ввод на участок №12, как до самого удаленного потребителя.

Выбранные сечения не проходят по условиям потерь напряжения. Для того, чтобы потери напряжения не превышали 5%, сначала увеличим все сечения магистральных линий до максимального значения 240 мм², и если не пройдет по потерям напряжения, то начнем увеличивать количество магистральных кабельных линий. А если пройдет, будем уменьшать сечения кабельных линий, пока потери не приблизятся к допустимому значению. Ответвления на участке сада останутся неизменными 16 мм².

Из-за различий электрических нагрузок отдельных линий, выбранные сечения жил охватывают значительную часть шкалы стандартных номинальных сечений. Такое многообразие сечений в пределах электрических сетей одной ТП затрудняет и удорожает монтажные и эксплуатационные работы. Поэтому целесообразно осуществлять экономически оправданную унификацию (ограничение количества) принимаемых сечений жил проводов. Унификация сечений линий 380/220 В показана в таблице 10. Линии ВЛ таблица 11.

Таблица 10 — Унификация линий 380/220В

| Унификация линий 380/220В | | | | | | |
|---------------------------|-------|------|------|-------|-------|--------|
| F, мм ² | 50 | 120 | 150 | 185 | 240 | Сумма |
| L, м | 1792 | 157 | 512 | 846 | 4177 | 7484 |
| L/L _Σ ·100, % | 23,94 | 2,10 | 6,84 | 11,30 | 55,81 | 100,00 |
| L, м | 1792 | | | | 5692 | |

Таблица 11 - Линии ВЛ 380

| От | До | L, м | P, кВт | Q, кВар | S, кВА | Ip.н/р, А | Idоп.н/р, А | F, мм ² | r0, Ом/км | x0, Ом/км | пкл | ΔUn.р., В | ΔUn.р., % | ΔUn.рΣ., В | ΔUn.рΣ., % |
|--|-------|------|--------|---------|--------|-----------|-------------|--------------------|-----------|-----------|-----|-----------|-----------|------------|------------|
| Первая магистраль для электроснабжения 6 участка №28—30 и 43—45, и линейный ввод на участок №45. | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | ШР20 | 442 | 114,38 | 49,34 | 124,57 | 94,6 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 2 | 10,50 | 2,76 | | |
| ШР20 | ШР21 | 76 | 112,14 | 48,38 | 122,13 | 185,6 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 3,54 | 0,93 | 14,035 | 3,6933 |
| ШР21 | ШР22 | 136 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 2,11 | 0,56 | 16,146 | 4,2488 |
| ШР22 | уч.45 | 7 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 176,0 | 50 | 0,641 | 0,081 | 1 | 0,47 | 0,12 | 16,611 | 4,3713 |
| Вторая магистраль для электроснабжения 6 участка №25—27, 40—42 и линейный ввод в участка №42. | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | ШР18 | 305 | 144,38 | 71,84 | 161,27 | 122,5 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 2 | 9,43 | 2,48 | | |
| ШР18 | ШР19 | 49 | 142,14 | 70,88 | 158,83 | 241,3 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 2,99 | 0,79 | 12,419 | 3,2683 |
| ШР19 | уч.42 | 26 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 176,0 | 50 | 0,641 | 0,081 | 1 | 1,73 | 0,45 | 14,148 | 3,7232 |
| Третья магистраль для электроснабжения 10 участков №19—24 и 36—39, и линейный ввод на участок №23. | | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | ШР15 | 68 | 134,56 | 58,05 | 146,55 | 222,7 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 3,80 | 1,00 | | |
| ШР15 | ШР16 | 92 | 122,10 | 52,68 | 132,98 | 202,0 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 4,66 | 1,23 | 8,464 | 2,2273 |
| ШР16 | ШР17 | 73 | 112,14 | 48,38 | 122,13 | 185,6 | 331,5 | 240 | 0,125 | 0,076 | 1 | 3,40 | 0,89 | 11,863 | 3,1218 |
| ШР17 | уч.23 | 36 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 176,0 | 50 | 0,641 | 0,081 | 1 | 2,39 | 0,63 | 14,257 | 3,7517 |

Электроснабжение коллективного сада осуществляется от одной ТП, которая запитывается от ПС 110/10, расположенной на расстоянии 500 м от границы расположенной возле сада. Питающие линии 10кВ от ПС до ТП выполняются проводами с защитной изолирующей оболочкой — защищенными проводами (ВЛЗ) марки СИП—2.

Трасса от сада до ПС будет проходить по ненаселенной местности вдоль дороги. Для учета возможности появления новых потребителей (например рядом стоящих коллективные сады), что в свою очередь будут устанавливаться новые ТП, линия 10кВ выполняется двухлучевой и в ТП будут установлены две вводные и две отходящие ячейки 10кВ.

Рассмотрим выполненной воздушной линией СИП—2 с одно трансформаторной подстанцией и индивидуальными источниками питания. В этом варианте не будет послеаварийного режима таблица 12.

На рисунке 9 представлена схема ВЛН СИП — 2

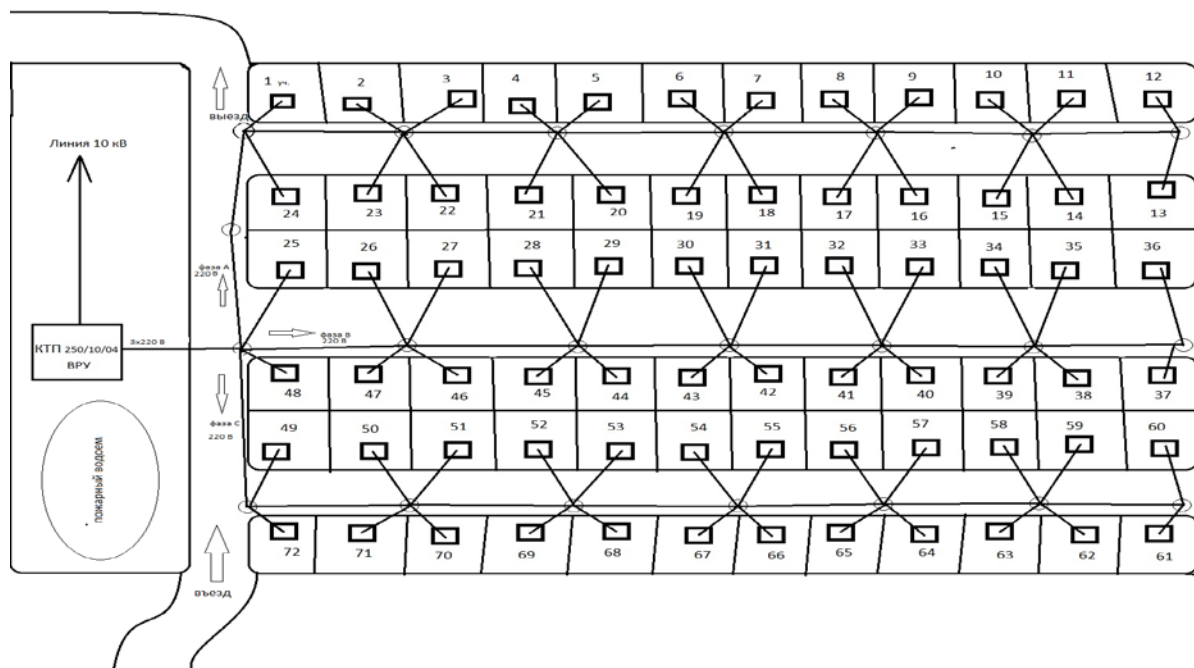


Рисунок 9— схема ВЛН СИП — 2

Но изменится расчет длительно допустимого тока:

- допустимый длительный ток для СИП—2.
- для расчетной температуры среды —5°С;
- для нормального режима;

Таблица 12 - Выбор ВЛ 220/380

| От | До | L, м | P, кВт | Q, кВа | S, кВА | I _{р.н/р} , А | I _{доп.н/р} , А | F, мм ² | пвл | r ₀ , Ом/км | ΔУн.р., В | ΔУн.р., % | ΔUS, В | ΔUS, % |
|---|-----------|------|--------|--------|--------|------------------------|--------------------------|--------------------|-----|------------------------|-----------|-----------|--------|--------|
| Первая магистраль СИП—2 для электроснабжения шестнадцати участков №1—14 и №17—18, и линейный ввод на участок №13. | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | Опора 1 | 9 | 167,46 | 72,24 | 182,37 | 277,1 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,33 | 0,09 | | |
| Опора 1 | Опора 3 | 59 | 162,60 | 70,15 | 177,08 | 269,0 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 2,13 | 0,56 | 2,46 | 0,65 |
| Опора 3 | Опора 6 | 100 | 156,99 | 67,73 | 170,98 | 259,8 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 3,48 | 0,92 | 5,95 | 1,57 |
| Опора 6 | Опора 8 | 53 | 150,64 | 64,99 | 164,06 | 249,3 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 2,24 | 0,59 | 8,19 | 2,15 |
| Опора 8 | Опора 9 | 26 | 143,53 | 61,92 | 156,32 | 237,5 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,05 | 0,28 | 9,24 | 2,43 |
| Опора 9 | Опора 10 | 27 | 186,89 | 80,63 | 203,54 | 309,3 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,42 | 0,37 | 10,65 | 2,80 |
| Опора 10 | Опора 13 | 84 | 149,51 | 64,50 | 162,83 | 247,4 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 3,53 | 0,93 | 14,18 | 3,73 |
| Опора 13 | Опора 14 | 27 | 112,14 | 48,38 | 122,13 | 185,6 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 0,85 | 0,22 | 15,03 | 3,95 |
| Опора 14 | Опора 16 | 63 | 74,76 | 32,25 | 81,42 | 123,7 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 1,83 | 0,48 | 16,86 | 4,44 |
| Опора 16 | Опора 17 | 30 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 220,4 | 3x50+1x70 | 1 | 0,214 | 0,63 | 0,17 | 17,49 | 4,60 |
| Опора 17 | уч. 13 | 24 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 113,0 | 3x16+1x25 | 1 | 0,637 | 1,50 | 0,40 | 18,99 | 5,00 |
| Опора 9 | Опора 19 | 68 | 122,10 | 52,68 | 132,98 | 202,0 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 3,23 | 0,85 | 12,46 | 3,28 |
| Опора 19 | Опора 20 | 33 | 186,89 | 80,63 | 203,54 | 309,3 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 2,40 | 0,63 | 14,86 | 3,91 |
| Опора 20 | Опора 21 | 35 | 149,51 | 64,50 | 162,83 | 247,4 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 2,03 | 0,54 | 16,89 | 4,45 |
| Опора 21 | Опора 22 | 34 | 74,76 | 32,25 | 81,42 | 123,7 | 180,8 | 3x35+1x50 | 1 | 0,289 | 1,94 | 0,51 | 18,83 | 4,95 |

Окончание таблицы 12

| Вторая магистраль СИП—2 для электроснабжения двенадцати участков №15—16, №31—35, №46—37, №50—52 | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------|-----|------------|-------|--------|-------|-------|------------|---|-------|-------|--------|--------|--------|
| ТП | Опора 44 | 151 | 173,5 3 | 84,42 | 192,98 | 293,2 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 5,82 | 1,53 | | |
| Опора 44 | Опора 45 | 33 | 144,3 8 | 71,84 | 161,27 | 245,0 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,34 | 0,35 | 7,15 | 1,88 |
| Опора 45 | Опора 46 | 30 | 187,0 1 | 92,63 | 208,70 | 317,1 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,57 | 0,41 | 8,73 | 2,30 |
| Опора 46 | Опора 58 | 166 | 149,6 4 | 76,50 | 168,06 | 255,3 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 6,97 | 1,83 | 15,70 | 4,13 |
| Опора 58 | Опора 59 | 34 | 112,2 6 | 60,38 | 127,46 | 193,7 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 1,48 | 0,39 | 17,18 | 4,52 |
| Опора 59 | Опора 60 | 35 | 74,88 | 44,25 | 86,98 | 132,1 | 220,4 | 3x50+1x70 | 1 | 0,214 | 1,47 | 0,39 | 18,66 | 4,91 |
| Опора 44 | Опора 61 | 45 | 152,1 0 | 75,18 | 169,67 | 257,8 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,921 | 0,5056 | 7,737 | 2,0360 |
| Опора 61 | Опора 62 | 35 | 144,3 8 | 71,84 | 161,27 | 245,0 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,418 | 0,3733 | 9,155 | 2,4092 |
| Опора 62 | Опора 63 | 35 | 187,0 1 | 92,63 | 208,70 | 317,1 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,837 | 0,4835 | 10,992 | 2,8927 |
| Опора 63 | Опора 64 | 35 | 149,6 4 | 76,50 | 168,06 | 255,3 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,470 | 0,3869 | 12,463 | 3,2796 |
| Опора 64 | Опора 66 | 58 | 112,2 6 | 60,38 | 127,46 | 193,7 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,828 | 0,4810 | 14,290 | 3,7606 |

Окончание таблицы 12

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------|-----|------------|-------|--------|-------|-------|------------|---|-------|-------|--------|--------|--------|
| Опора 66 | Опора 68 | 68 | 74,88 | 44,25 | 86,98 | 132,1 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 1,429 | 0,3761 | 15,719 | 4,1367 |
| Опора 68 | M1 | 47 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 113,0 | 3x16+1x25 | 1 | 0,637 | 2,94 | 0,77 | 18,66 | 4,91 |
| Третья магистраль СИП—2 для электроснабжения девяти участков №48—49 и №53—59, и линейный ввод на участок №57. | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | Опора 48 | 278 | 127,8 3 | 55,15 | 139,22 | 211,5 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 7,89 | 2,08 | | |
| Опора 48 | Опора 49 | 33 | 126,5 9 | 54,61 | 137,87 | 209,5 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,93 | 0,24 | 8,81 | 2,32 |
| Опора 49 | Опора 50 | 34 | 122,1 0 | 52,68 | 132,98 | 202,0 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,92 | 0,24 | 9,74 | 2,56 |
| Опора 50 | Опора 52 | 64 | 114,3 8 | 49,34 | 124,57 | 189,3 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 1,62 | 0,43 | 11,36 | 2,99 |
| Опора 52 | Опора 55 | 96 | 186,8 9 | 80,63 | 203,54 | 309,3 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 3,98 | 1,05 | 15,34 | 4,04 |
| Опора 55 | Опора 56 | 35 | 149,5 1 | 64,50 | 162,83 | 247,4 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 1,16 | 0,31 | 16,50 | 4,34 |
| Опора 56 | Опора 57 | 35 | 74,76 | 32,25 | 81,42 | 123,7 | 339,0 | 3x95+1x70 | 1 | 0,107 | 0,73 | 0,19 | 17,24 | 4,54 |
| Опора 57 | Уч .57 | 24 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 113,0 | 3x16+1x25 | 1 | 0,637 | 1,50 | 0,40 | 18,74 | 4,93 |

Окончание таблицы 12

| Унификация сечений воздушных линий 380 В. | | | | | | | | | | | | | | |
|---|------------|------|-----------|--------|-----------|-----------|-------------|--------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------------------------|-------------------------|
| F, мм ² | 3x120+1x95 | | 3x95+1x70 | | 3x70+1x95 | | 3x50+1x70 | | 3x35+1x50 | | 3x16+1x25 | | | |
| L, м | 1512 | | 757 | | 502 | | 124 | | 308 | | 171 | | | |
| L/L _Σ ·100, % | 100,00 | | 50,07 | | 33,20 | | 8,20 | | 20,37 | | 11,31 | | | |
| L, м | 2269 | | | | 934 | | | | | | 171 | | | |
| Проверка воздушных линий 380В после унификации. | | | | | | | | | | | | | | |
| От | До | L, м | P, кВт | Q, кВа | S, кВА | Ip.н/р, А | Idоп.н/р, А | F, мм ² | пвл | r0, Ом/км | ΔUn.р., В | ΔUn.р., % | ΔUn.р _Σ ., В | ΔUn.р _Σ ., % |
| Первая магистраль СИП—2 для электроснабжения шестнадцати участков №1—14 и №17—18, и линейный ввод на участок №13. | | | | | | | | | | | | | | |
| ТП | Опора 1 | 9 | 167,46 | 72,24 | 182,37 | 277,1 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,33 | 0,09 | | |
| Опора 1 | Опора 3 | 59 | 162,60 | 70,15 | 177,08 | 269,0 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 2,13 | 0,56 | 2,46 | 0,65 |
| Опора 3 | Опора 6 | 100 | 156,99 | 67,73 | 170,98 | 259,8 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 3,48 | 0,92 | 5,95 | 1,57 |
| Опора 6 | Опора 8 | 53 | 150,64 | 64,99 | 164,06 | 249,3 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 1,77 | 0,47 | 7,72 | 2,03 |
| Опора 8 | Опора 9 | 26 | 143,53 | 61,92 | 156,32 | 237,5 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,83 | 0,22 | 8,55 | 2,25 |

Окончание таблицы 12

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------|----|--------|-------|--------|-------|-------|------------|---|-------|------|------|-------|------|
| Опора 9 | Опора 10 | 27 | 186,89 | 80,63 | 203,54 | 309,3 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 1,12 | 0,29 | 9,67 | 2,54 |
| Опора 10 | Опора 13 | 84 | 149,51 | 64,50 | 162,83 | 247,4 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 2,79 | 0,73 | 12,45 | 3,28 |
| Опора 13 | Опора 14 | 27 | 112,14 | 48,38 | 122,13 | 185,6 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 0,67 | 0,18 | 13,13 | 3,45 |
| Опора 14 | Опора 16 | 63 | 74,76 | 32,25 | 81,42 | 123,7 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 1,83 | 0,48 | 14,96 | 3,94 |
| Опора 16 | Опора 17 | 30 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 0,44 | 0,11 | 15,39 | 4,05 |
| Опора 17 | уч.13 | 24 | 37,38 | 16,13 | 40,71 | 61,9 | 113,0 | 3x16+1x25 | 1 | 0,637 | 1,50 | 0,40 | 16,90 | 4,45 |
| Опора 9 | Опора 19 | 68 | 122,10 | 52,68 | 132,98 | 202,0 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 3,23 | 0,85 | 11,77 | 3,10 |
| Опора 19 | Опора 20 | 33 | 186,89 | 80,63 | 203,54 | 309,3 | 384,2 | 3x120+1x95 | 1 | 0,084 | 1,37 | 0,36 | 13,14 | 3,46 |
| Опора 20 | Опора 21 | 35 | 149,51 | 64,50 | 162,83 | 247,4 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 2,03 | 0,54 | 15,18 | 3,99 |
| Опора 21 | Опора 22 | 34 | 74,76 | 32,25 | 81,42 | 123,7 | 271,2 | 3x70+1x95 | 1 | 0,148 | 0,99 | 0,26 | 16,16 | 4,25 |
| Третья магистраль СИП—2 для электроснабжения двенадцати участков №15—16, №31—35, №46—37, №50—52 | | | | | | | | | | | | | | |

Окончание таблицы 12

| | | | | | | | | | | | | | | |
|----------|----------|-----|--------|-------|--------|-------|-------|----------------|---|-------|-------|--------|--------|--------|
| ТП | Опора 44 | 151 | 173,53 | 84,42 | 192,98 | 293,2 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 5,82 | 1,53 | | |
| Опора 44 | Опора 45 | 33 | 144,38 | 71,84 | 161,27 | 245,0 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,06 | 0,28 | 6,87 | 1,81 |
| Опора 45 | Опора 46 | 30 | 187,01 | 92,63 | 208,70 | 317,1 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,25 | 0,33 | 8,12 | 2,14 |
| Опора 46 | Опора 58 | 166 | 149,64 | 76,50 | 168,06 | 255,3 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 5,51 | 1,45 | 13,63 | 3,59 |
| Опора 58 | Опора 59 | 34 | 112,26 | 60,38 | 127,46 | 193,7 | 271,2 | 3x70+1x9 5 | 1 | 0,148 | 1,48 | 0,39 | 15,11 | 3,98 |
| Опора 59 | Опора 60 | 35 | 74,88 | 44,25 | 86,98 | 132,1 | 271,2 | 3x70+1x9 5 | 1 | 0,148 | 1,02 | 0,27 | 16,13 | 4,25 |
| Опора 44 | Опора 61 | 45 | 152,10 | 75,18 | 169,67 | 257,8 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,519 | 0,3997 | 7,334 | 1,9301 |
| Опора 61 | Опора 62 | 35 | 144,38 | 71,84 | 161,27 | 245,0 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,121 | 0,2951 | 8,456 | 2,2252 |
| Опора 62 | Опора 63 | 35 | 187,01 | 92,63 | 208,70 | 317,1 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,453 | 0,3823 | 9,908 | 2,6075 |
| Опора 63 | Опора 64 | 35 | 149,64 | 76,50 | 168,06 | 255,3 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,162 | 0,3059 | 11,071 | 2,9134 |
| Опора 64 | Опора 66 | 58 | 112,26 | 60,38 | 127,46 | 193,7 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,445 | 0,3803 | 12,516 | 3,2936 |
| Опора 66 | Опора 68 | 68 | 74,88 | 44,25 | 86,98 | 132,1 | 384,2 | 3x120+1x 95 | 1 | 0,084 | 1,130 | 0,2974 | 13,646 | 3,5910 |

2.8 Экономическая часть

В экономической части проекта представлен расчет стоимости затрат на энергоснабжение жилого многоквартирного дома.

Стоимость системы зависит от применяемого в ней оборудования и способа прокладки кабеля. Основными принципами при проектировании стали: надежность, эффективность и простота.

Исходные данные проекта:

1. проектируемый 30 квартирный дом со средним потреблением энергии 3800 кВт/ч в год на одну квартиру;
2. стоимость 1 кВт/ч 2,42 руб.;
3. расстояние от КТП до объекта 120 м.

Капитальные затраты

Питание дома осуществляется при помощи кабельной линии (КЛ). Кабельная линия, прокладываемая в черте города имеет ряд преимуществ по сравнению с воздушной линией (ВЛ), как с экономической стороны, так и с точки зрения эксплуатации.

Достоинством КЛ являются:

- отсутствие полосы отчуждения;
- прокладка возможно вблизи построек, дорог, пешеходных дорожек. Следовательно, при этом происходит экономия материала (кабеля, соединительных муфт);
- защищена от внешних воздействий (обрывы, попадание молний, хищение);
- не нарушает эстетический вид;

Недостатки КЛ заключается в следующем:

- не имеет доступ для визуального осмотра;
- трудоемкий ремонт, что сказывается на стоимости и на времени работ.

Стоимость затрат на материалы и работу для прокладки КЛ приведена в таблице 13.

Таблице 13 – Затраты на материалы и работу для прокладки КЛ

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол. | Цена един. руб. | Стоимость руб. |
|-----------------------|----------------------------------|----------------|------|-----------------|----------------|
| Оборудование: | | | | | |
| 1 | ВРУ-0,4 кВ* | шт. | 1 | 21000 | 21000 |
| Сумма | | | | | 21000 |
| Материалы: | | | | | |
| 1 | Кабель АВББШв-4х150 | м | 130 | 450 | 58500 |
| 2 | Изолятор 0,4 кВ фарфоровый | шт. | 8 | 260 | 2080 |
| 3 | Соединительные муфты | шт. | 4 | 800 | 3200 |
| Сумма: | | | | | 63780 |
| Транспортные расходы: | | | | | 3500 |
| Наименование работ: | | | | | |
| 1 | Вывод кабеля от КТП | шт. | 1 | 2000 | 2000 |
| 2 | Разработка грунта | м ³ | 120 | 400 | 48000 |
| 3 | Прокладка кабеля в землю | п/м | 120 | 300 | 36000 |
| 4 | Создание подушки для кабеля | м | 120 | 80 | 9600 |
| 5 | Монтаж муфт | шт. | 4 | 4400 | 17600 |
| 6 | Обустройства ввода в ВРУ | шт. | 1 | 2000 | 2000 |
| 7 | Восстановление рельефа местности | м ³ | 120 | 400 | 48000 |
| Сумма: | | | | | 163200 |
| Итого: | | | | | 251480 |

*В состав ВРУ входят следующие компоненты представленные в таблице 14.

Таблица 14 – Состав ВРУ

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол. |
|---|---|----------|------|
| 1 | Автоматический выключатель ВА 88-35 3р 250А | шт. | 1 |
| 2 | Электросчетчик СТЭ 561 380/220В 10-250 А, кл. 1,0 | шт. | 1 |
| 3 | Переключатель 250 А | шт. | 1 |
| 4 | Трансформатор тока | шт. | 3 |
| 5 | Лампы накаливания | шт. | 1 |
| 6 | Корпус ВРУ | шт. | 1 |

Затраты на КТП приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на КТП

| № | Наименование | Ед. изм. | Кол. | Цена един. руб. | Стоимость руб. |
|-----------------------|-------------------------------------|----------|------|-----------------|----------------|
| Оборудование: | | | | | |
| 1 | ТСЗ 250/10/0,4-УЗ | шт. | 2 | 119000 | 238000 |
| 2 | Разъединитель РВ 10/400 | шт. | 1 | 9800 | 9800 |
| 3 | Предохранитель ПКТ 101-10-31.5-12,5 | шт. | 3 | 1390 | 4170 |
| 4 | Амперметр | шт. | 3 | 1100 | 3300 |
| 5 | Счетчик электрической энергии | шт. | 1 | 5600 | 5600 |
| 6 | Вольтметр | шт. | 1 | 900 | 900 |
| 7 | Рубильник ВР-32-35 250 А | шт. | 1 | 600 | 600 |
| 8 | ВНР 10/250 | шт. | 1 | 20300 | 20300 |
| Сумма: | | | | | 282670 |
| Материал: | | | | | |
| 1 | Копус КТП | шт. | 1 | 73 000 | 73000 |
| Сумма: | | | | | 73000 |
| Транспортные расходы: | | | | | 14200 |
| Наименование работ: | | | | | |
| 1 | Установка и монтаж КТП | шт. | 1 | 23500 | 23500 |

Окончание таблицы 15

| | | | | | |
|--------|-------------------------|-----|---|--------|--------|
| 2 | Пуско-наладочные работы | шт. | 1 | 27 000 | 27000 |
| Сумма: | | | | | 50500 |
| Итого: | | | | | 420370 |

2.9 Выбор оптимального варианта схемы сети 380 В

Выбор оптимального варианта схемы сети 380 В по критерию минимума дисконтированных затрат. Примем, что сеть сооружается в течение одного года, а затем начинается ее нормальная эксплуатация. Расчет капиталовложений в сеть 380 В. Капиталовложения в воздушную сеть 380 В. Базовая стоимость прокладки 1 км ВЛ 380 В (определяется на основании сметы в ценах на декабрь 2017 года), — для подвески одного провода на опору. Стоимость 1 км провода по состоянию на IV квартал 2017 года.

Данные сведены в таблицу 16.

Таблица 16— Базовая стоимость воздушной линии 380 В

| Базовая стоимость воздушной линии 380 В. | | | |
|--|---|---|--------------------------------|
| Сечение | $K_{o\text{СМР } 1\text{ц}}$, тыс.руб/км | $K_{o\text{СМР } 2\text{ц}}$, тыс.руб/км | $K_{o\text{СИП}}$, тыс.руб/км |
| 3x120+1x95 | 671 | 200 | 245 |
| 3x70+1x95 | 671 | 200 | 211 |
| 3x16+1x25 | 671 | 200 | 68 |

Расчет срока окупаемости оборудования

Произведем расчет сроков окупаемости для нашего многоквартирного дома.

Среднее потребление электрической энергии на одну квартиру в год составляет 3800 кВт/ч.

Следовательно, в год энергопотребление дома составит:

$$\text{энергопотребление} = 3800 \cdot 30 = 114000 \text{ кВт/ч};$$

При тарифе 2,42 руб. за кВт/ч получаем прибыль за год:

прибыль = $114000 \cdot 2,42 = 275880$ руб;

В расчет не входят затраты на КТП, так как окупаемость КТП будет складываться, не только из данного энергоснабжаемого дома, но и от других потребителей.

Но учитывая то, что наш дом окупит свое подключение меньше чем через один год, можно сделать вывод: если бы наш многоквартирный жилой дом был единственным потребителем электроэнергии, питающимся от данной КТП, то срок окупаемости подстанции составил бы 556 дней (примерно 1,52 года). Следовательно, учитывая это, через 889 дней (2,43 года) проект бы полностью окупился.

ГЛАВА 3. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Мероприятия по энергосбережению могут быть разными. Один из самых действенных способов увеличения эффективности использования энергии – применение современных технологий энергосбережения.

Доля затрат на электроэнергию в России составляет 30—40% себестоимости продукции, поэтому энергосбережение предприятий – одно из приоритетных направлений их политики. Технологии энергосбережения не только дают значительное уменьшение расходов на энергетические затраты, но и имеют очевидные экологические плюсы.

К сожалению, энергосбережение на предприятиях в России, как правило, оставляет желать лучшего. На большинстве фабрик и заводов установлены высокомо мощные электродвигатели, расходующие до 60% больше энергии, чем это необходимо. Для оптимизации процесса применяются электроприводы со встроенными функциями снижения энергопотребления. Благодаря гибкому изменению частоты их вращения в зависимости от нагрузки, при помощи частотных преобразователей, энергосбережение может составить 30—50%.

Энергосбережение особенно актуально для разного рода механизмов, часто работающих с пониженной нагрузкой: насосов, вентиляторов, конвейеров и т.д. Такие технологии энергосбережения, как использование электроприводов и средств автоматизации, могут быть внедрены в сфере ЖКХ. Энергосбережение предприятий также может быть обеспечено благодаря принятию этих мер. Речь идет об их автоматизации и повышению эффективности работы устаревшего оборудования (лифтов, вентиляционных установок и т.д.).

Отлично налаженная энергосистема конкретного предприятия не разделяет функции надежности и энергоэффективности. В этом нет необходимости, так как они являются составляющими нормальной работы предприятия, и существовать долгое время друг без друга не могут.

При нерационально подобранных режимах и постоянных утечках возникает сбой в работе, так как ненадежная система сама по себе не может быть эффективной. Для того, чтобы каждый работник мог эффективно реализовывать все возможности используемого оборудования и процессов для решения поставленных производственных задач, используя энергетические ресурсы, необходим энергоменеджмент – определенный раздел управления. Управление энергетическим хозяйством предприятия – проблемный и довольно сложный процесс, требующий умения проводить тщательный анализ и принимать правильные решения для того, чтобы обеспечить эффективное энергосбережение на предприятии.

При правильной эксплуатации, своевременном проведении поверки и технического обслуживания автоматизированных систем, которые позволяют производить учет электроэнергии и организации диспетчерского управления процессом потребления электроэнергии должны решаться такие задачи:

- Значительное уменьшение суммы платежей за электроэнергию при обоснованном снижении заявленного ранее максимума нагрузки;
- Соответствие электропотребления технологических и прочих цехов определенным суточным лимитам;
- Сведение к минимуму финансовых и материальных потерь, возникающих от производимых системой ограничений объектов потребления;
- Постепенное снижение потерь электроэнергии и активной мощности при правильном выборе состава используемого силового оборудования.

Не менее важной задачей для того чтобы обеспечить энергосбережение на предприятии, является установка автоматизированных систем, которые производят точный учет потребления тепловой энергии, газа, питьевой воды, пара и т.п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе разработана система электроснабжения коллективного садового товарищества. В ходе работы рассчитаны электрические нагрузки, на основании которых произведен расчет и выбор силового трансформатора и установки ЛЭП.

Произведен расчет и выбор аппаратов защиты, установленные в коллективном садовом товариществе. Выполнен расчет и выбор кабельных линий, шинопроводов и проводов системы электроснабжения.

Рассмотрен вопрос по монтажу одного из узлов электрооборудования садового товарищества. Рассмотрены меры безопасности, касающиеся монтажа данного узла.

Таким образом цели и задачи, поставленные в выпускной квалификационной работе, выполнены. Разработанная система электроснабжения коллективного садового товарищества выполнена с учетом требований действующих норм и правил и соответствует им.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. АГИЕ 501.00.00.000 ИМ. Инструкция по монтажу автоматических выключателей серии ВА88 базового габарита 32 в низковольтные комплектные устройства. – Москва: изд—во ООО «ИНТЕРЭЛЕКТРОКОМПЛЕКТ», 2010. – 27 с.
2. ГОСТ 2.601—2013. Эксплуатационные документы. Единая система конструкторской документации. – Введ. 01.06.2014. – Москва: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Изд—во Стандартиформ, 2014
3. ГОСТ 28249—93 (2003). Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Введ. 01.01.95, переиздан 08.2003. – Минск: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Изд—во стандартов, 1993
4. ГОСТ 7.82—2001. Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления. – Введ. 30.06.2002. – Минск: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; ИПК изд—во стандартов, 2001
5. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электропитания объектов и установок: Учебное пособие. – Томск: Изд—во ТПУ, 2006. – 248 с.
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – Москва: Изд—во «Мастерство», 2002. – 320 с., ил.
7. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие. – Томск: Изд—во ТПУ, 2000. – 144 с.

8. Методические указания к выполнению экономической части дипломных проектов. (ГОС—2000) для студентов всех форм обучения специальности 050501.65 (030500.19) – Профессиональное обучение, специализации 030503.19 – Электротехника, электротехнологии и технологический менеджмент. – Екатеринбург: РГППУ, 2005. – 16 с.
9. Пособие по дипломному проектированию: комплекс учебнометодических материалов / Вагин Г.Я., Соснина Е.Н., Мамонов А.М., Бородин Е.В. – Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун—т им. Р.Е. Алексеева, 2009. – 172 с.
10. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ—6 и ПУЭ—7. – Новосибирск, Сиб.унив.изд—во, 2010. – 464 с., ил.
11. Расчет заземляющего устройства: метод. указания к выполнению контрольной работы / сост. Петухов С.В., Бутаков С.В., Радюшин В.В. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова, 2011. — 22 с., ил.
12. РД 153—34.0—20.527—98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Утвержд. 23.03.1998. – Москва: РАО «ЕЭС России»; Москва: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 152 с.
13. СО—153—34.21.122—2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. – Москва: Минэнерго России, приказ № 380 от 30.06.2003
14. Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск № 11 «Проектирование электроустановок квартир с улучшенной планировкой и коттеджей». Компания «Schneider Electric». – октябрь, 2007. – 240с., ил.
15. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб.пособие для вузов. – Москва: Энергоатомиздат, 1987. –

368 с., ил.

16. Шевченко Н.Ю., Бахтиаров К.Н. Проектирование системы электропитания цеха: Учеб. пособие по выполнению курсового проекта. – Волгоград: ИУНЛ ВолгГТУ, 2015. – 104 с.

17. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – Москва: ФОРУМ: ИНФРА—М, 2004. – 214 с., ил.

18. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – 2—е изд. – Москва: ФОРУМ, 2011. – 136с.

19. Электроснабжение. Электронный учебно—методический комплекс: Учеб. пособие по курсовому проектированию. – Красноярск: ИПК СФУ, 2008.

20. Группа компаний ИЕК // автоматические выключатели серии ВА88 [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.iek.ru](http://www.iek.ru) / (Дата обращения 23.01.2017).

21. Интернет—магазин электрооборудования «ЭлектроМир» // каталог автоматических выключателей [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.rubilink.ru](http://www.rubilink.ru) / (Дата обращения 23.01.2017).

22. Красноармейский энергоремонтный завод «Виток» // прайс—лист на монтаж силового электрооборудования [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.vitok—energo.ru](http://www.vitok—energo.ru) / (Дата обращения 23.01.2017).

23. Производственно—коммерческая группа «РусТранс» // прайс—лист на силовые трансформаторы [электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.trans—ktp.ru](http://www.trans—ktp.ru) / (Дата обращения 23.01.2017).