1 Общие положения

1.1Введение

Садоводство “Лес” Тихвинского района состоит из 212 жилых домов с плитами на газе и твёрдом топливе. Электроснабжение посёлка необходимо осуществить от воздушной линии 10 кВт которая проходит юго-западнее садоводства и имеет протяжённость 30 км. На сущесвующей ВЛ 10 кВ имеется отпайка от которой нам и следует запитать проектируемую КТП 10/0,4 кВ. На основании задания выданного проектно-конструкторским бюро АО Ленэнерго следует составить проект на следующие работы:

строительство ВЛ 0,4 кВ;

строительство КТП 10/0,4 кВт;

проверка построенных линий 0,4 кВт по потерям напряжения, мощности и энергии;

необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов предлагаемых ПКБ АО Ленэнерго.

Первый вариант предусматривает электроснабжение садоводства “Лес” от двух отдельностоящих ТП (одна в северной части садоводства, другая в южной). Второй вариант предусматривает электроснабжение от одной ТП смещённой западнее от центра садоводства.

# 1.2 Исходные данные

Для выполнения дипломного проекта на тему электроснабжение садоводства “Лес” используются исходные данные предоставленные ПКБ АО Ленэнерго:

 Генеральный план садоводства “Лес” с указанием границы территории, электроснабжение которой требуется спроектировать и точкой подключения к проектируемой отпайки существующей ВЛ 10 кВ.

 Категория по надёжности всех потребителей садоводства 3.

 Электрические нагрузки потребителей садоводства принять в соответствии с “Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения”. При этом удельная расчетная нагрузка на вводе для жилого дома составляет 2,6 кВт.

 Климатические условия включают в себя скоростной напор ветра 50 дан/м2 и толщиной стенки гололёда для ВЛ 10 кВ – 10 мм для ВЛ 0,38 кВ – 5 мм.

 Грунт суглинок.

 Система распределения электрической энергии трёхфазная 4 – х проводная

 Данные районной трансформаторной подстанции:

высшее напряжение 110 кВ;

низшее напряжение 10,5 кВ;

установленная мощность трансформаторов типа ТДН 2×10000 кВ⋅А трансформаторы работают отдельно;

мощность короткого замыкания на шинах районной подстанции 100 МВ⋅А;

уставка МТЗ по току на фидере питающем КТП 400 А;

общая длина ВЛ 10 кВ от подстанции 110/10 кВ электрически связанных между собой от одной секции составляет 30 км.

 1.3 Выбор схемы распределительной сети 0,38 кВ

Поскольку все потребители садоводства относятся к третьей категории по надежности, то для уменьшения расхода материалов целесообразно применять разомкнутые радиальные сети напряжением 0,38 кВ.

Предварительно следует выбрать число и месторасположение трансформаторных пунктов (по каждому варианту отдельно), а потом с учетом расположения потребителей выбрать количество и трассы отходящих линий.

Трассы воздушных линий (ВЛ) 0,38 кВ предпочтительнее прокладывать вдоль существующих в садоводстве дорог и улиц. Такая прокладка трассы снижает затраты на строительство ВЛ, так как позволяет использовать при строительстве передвижные установки (автокран, автовышку и т. п.), не занимая сельскохозяйственных угодий (огороды, сады, пашни, леса), обеспечивают удобный ввод в здания к потребителю и создает условия для организации уличного освещения без особых дополнительных затрат.

 1.4 Выбор месторасположения трансформаторных

 подстанций 10/0,4 кВ

В сельских условиях плотность электрических нагрузок является весьма низкой, что при увеличении мощности трансформаторных пунктов ведет к утяжелению сети 0,38 кВ. Однако увеличение числа трансформаторных пунктов при уменьшении их средней мощности и радиусе обслуживания должно быть обосновано, так как стоимость трансформаторного пункта снижается незначительно при уменьшении мощности установленного трансформатора. В этом случая растут так же и затраты на ВЛ 10 кВ.

Для уменьшения потерь напряжения, потерь мощности и потерь электроэнергии трансформаторные подстанции должны располагаться как можно ближе к так называемому центру электрических нагрузок (ЦЭН).

Координаты ЦЭН в общем случае определяются следующим образом

 **X** цэн = , (1)

 **Y**цэн =  , (2)

где **Х**i, **Y**i - координата i - ой нагрузки относительно произвольно выбранной точки прямоугольной системы координат, м;Рi - 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 0,38 кВ (вблизи трасс ВЛ 0,38 кВ).

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

 1.5 Выбор трассы распределительной сети 0,38 кВ

Для выбора количества линий отходящих от ТП руководствуемся следующими соображениями:

- потребители расположенные «цепочкой», следует подключать к одной линии;

- нагрузку между линиями следует стараться распределить по возможности равномерно;

- линии 0,38 кВ не должны быть «тяжелыми» (восстановление обрывов и перетяжка проводов проводиться бригадой из одного монтера и одного водителя), т. е. Рекомендуется иметь сечение не более 95 мм при выполнении сети алюминиевым проводом.

Проложив, трассы магистральных линий с ответвлениями, намечаем точки установки опор с шагом 25 - 30 м (в зависимости от удобства проведения вводов к потребителям, наличие перекрестков и т. п.), выбираем типы опор (анкерные, угловые, переходные, промежуточные, ответвительные), нумеруем их и наносим на генеральный план.

Для первого варианта от КТП 1 предлагается проложить четыре линии.

Первая линия (Л 1) от КТП 1 на северо-восток до опоры 15 с ответвлениями от 8 опоры до 24.

Вторая линия (Л 2) от КТП 1 на северо-восток до опоры 51 с ответвлениями от опоры 28 до 34.

Третья линия (Л 3) от КТП 1 на юго-восток до опоры 67 с ответвлением от опоры 60 до 76.

Четвертая линия (Л 4) от КТП 1 на юго-восток до опоры 93 с ответвлением от опоры 79 до 85.

Первую линию (Л 1) от южной подстанции КТП 2 предлагается проложить до опоры 109 с ответвлением от опоры 102 до опоры 118.Вторая линия (Л 2) пойдет на северо-восток от КТП 2 до опоры 138 без ответвлений. Третья линия (Л 3) пойдет на юго-восток от КТП 2 до опоры 154 с ответвлением от опоры 147 до 163.

Четвертая линия (Л 4) будет проходить от КТП 2 на юго-восток до опоры 189 с ответвлением от опоры 166 до опоры 172.

Для второго варианта от КТП 1 предлагается проложить четыре линии (смотри схему на генплане) линии электропередачи 0,38 кВ. Линии Л 1 и Л 2 предлагается проложить до опоры 8 рядом по той же стороне дороги, что и КТП 1. От опоры 8 первая линия (Л 1) уходит на север до опоры 123 с ответвлениями от опоры 108 до опоры 101, от опоры 108 до опоры 115, от опоры 123 до опоры 116, от опоры 123 до опоры 130.

Линию Л 2 прокладываем от опоры 8 до опоры 39 на юг с ответвлениями от опоры 8 до опоры 15, от опоры 23 до опоры 17, от опоры 23 до опоры 30, от опоры 39 до опоры 33, от опоры 39 до опоры 46.

Линию Л3 прокладываем от КТП 1 на северо-восток до опоры 185 с ответвлениями от опоры 137 до опоры 155 и от опоры 154 до опоры 168.

Линию Л 4 прокладываем от КТП 1 на юго-восток до опоры 100 с ответвлениями от опоры 53 до опоры 67 и от опоры 69 до опоры 83.

 2 Электротехнический расчет сетей 0,38 кВ и выбор

 оборудования

2.1Определение месторасположения трансформаторной

 подстанции для первого варианта, электроснабжения

 садоводства, по которому предусматривается от двух ТП

Предварительно разбиваем территорию садоводства на две примерно равные части: южную и северную и для каждой части садоводства выбираем свою систему координат. Для южной части садоводства, выбрав за начало координат точку, которая находится в юго-западной части садоводства и, направив ось ординат с запада на восток, а ось абсцисс с юга на север определяем составляющие формулы 1 и 2.

Пример приводиться для южной части садоводства, примем участок № 1, i = 1, Pi = 2,6 кВт, с координатами  = 15,  = 20, n = 106;

 **X** цэн ю 

 **Y** цэн ю 

Координаты центра электрических нагрузок для южной части садоводства: **Х** цэн ю = 227,9 м;**Y** цэн ю = 172,6 м

Координаты центра электрических нагрузок для северной части садоводства: **Х** цэн с = 224,5 м;**Y** цэн с = 170 м

В южной части удобная площадка для расположения ТП находится на 230 метров западнее, чем ЦЭН южной части садоводства на ней устанавливаем КТП 2.

В северной части удобная площадка для расположения ТП находится также на 230 метров западнее, чем ЦЭН, на этой площадке устанавливаем КТП1.

 2.2 Основные положения по расчету электрических

 нагрузок сетей сельскохозяйственного назначения

Электрические нагрузки при составление проектов вновь сооружаемых и реконструированных электрических сетей напряжением 0,38 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения, а также при разработке схем перспективного развития таких сетей следует определять в соответствии с «Методическими указаниями по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38 – 110 кВ сельскохозяйственного назначения» [1].

 В основу метода определения нагрузок при расчете электрических сетей сельскохозяйственного назначения положено суммирование расчетных нагрузок, предложенных в вероятной форме, но вводах потребителей или на шинах трансформаторных подстанций. Расчетные нагрузки жилых домов в сетях 0,38 кВ определяются с учетом достигнутого уровня электропотребления на внутриквартирные нужды, а производственных, общественных и коммунальных потребителей по нормам.

Расчетной нагрузкой 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 0,95.

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

За расчетную нагрузку для выбора сечений провода или мощности трансформаторных подстанций принимается наибольшая из величин дневных или вечерних расчетных нагрузок полученных на данном участке линии или подстанции.

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

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

Коэффициент одновременности представляет собой переменную величину, зависящую от количества однородных потребителей.

Фрагменты таблиц 4.1 и 4.2 из [1] для определения коэффициентов одновременности при суммировании электрических нагрузок в сетях 0,38 кВ и 6 – 10 кВ приведены соответственно в таблице 1 и в таблице 2.

Таблица 1 - Коэффициент одновременности для сетей 0,38 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Количество потребителей | 02 | 33 | 557 | 777 | 10 | 15 | 200 | 550 | 100 | 200 |
| Коэффициенты одновременности для жилых домов с удельной нагрузкой свыше 2 кВт/дом | 00.75 | 0.64 | 0.53 | 0.47 | 0.42 | 0.37 | 0.34 | 0.27 | 0.24 | 0.20 |

Таблица 2 - Коэффициенты одновременности для

суммирования электрических нагрузок сетей 6 – 10 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Количество ТП | 22 | 33 | 55 | 110 | 220 | 225 и более |
| Коэффициент одновременности | 00,9 | 00,85 | 00,8 | 00,75 | 00,7 | 00,65 |

Расчет электрических нагрузок сетей 0,38 кВ производится исходя из расчетных нагрузок на вводах потребителей и соответствующих коэффициентов одновременности отдельно для дневного и вечернего максимумов по формулам:

 Pд = K o, (3)

 Pв= K o , (4)

где Pд , Pв - расчетная дневная, вечерняя нагрузки на участке

 линии или шинах трансформаторной подстанции, кВт;

K o - коэффициент одновременности;

Pдi , Pвi -дневная и вечерняя нагрузки на вводе

 i-ого потребителя или i-ого элемента сети, кВт.

Допускается определение расчетных нагрузок по одному режиму- дневному, если суммируются производственные потребители, или вечернему, если суммируются бытовые потребители. Коэффициент вечернего максимума для бытовых потребителей в этом случае принимается равный единице. В качестве расчетного максимума следует брать наибольшее значение из дневной или вечерней нагрузки. При смешанной нагрузке отдельно определяются нагрузки на участках сети с жилыми домами, с производственными и коммунальными предприятиями.

Если нагрузка потребителей 0.38 кВ различных типов отличаются по величине более, чем в 4 раза, суммирование их рекомендуется производить по таблице 4.7 из [1], фрагмент которой приведен в таблице 3.

Таблица 3-Добавки для суммирования потребителей

различных типов нагрузки

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| P\*, кВт  |  3,0 |  3,5 |  4,0 |  4,5 |  5,0 |  9,5 |  10,0 |
| ΔP\*\*, кВт |  1,8 |  2,1 |  2,4 |  2,7 |  3,0 |  5,7 |  6,0 |

P\* - наименьшая из слагаемых нагрузок, кВт;

ΔP\*\* - добавка к большей слагаемой нагрузке, кВт.

Нагрузки уличного освещения в сельских населённых пунктах определяются по нормам, приведенным в [1]. Удельная мощность нагрузок уличного освещения садоводства “Лес”, составляет 4,5 – 6,5 Вт/м при ширине проезжей части 6 м. При использовании светильников РКУ – 250.

Суммарная нагрузка уличного освещения определяется по формуле

 , (5)

 где - удельная мощность нагрузок уличного освещения, кВт;

- длина освещаемой от i - ой подстанции части дороги, км.

При использовании ламп типа ДРЛ - 250 расстояние между соседними светильниками должно составлять примерно 50 - 60м.

В проекте определение электрических нагрузок 0,38 кВ производится для следующих случаев:

-при выборе мощности трансформаторов;

-при выборе сечений проводов магистралей и ответвлений от магистралей к группам потребителей;

-при проверке выбранных сечений проводов по потере напряжения, мощности и электрической энергии.

 2.3 Выбор мощности трансформаторов

При выборе номинальных мощностей трансформаторов исходим из следующего условия

 Sном.тп ≥ 1,2 ⋅ Sтп.р (6)

где Sном.тп – полная стандартная номинальная мощность трансформаторной подстанции, кВ⋅А;

Sтп.р – полная расчётная мощность трансформатора, кВ⋅А.

Активная расчетная мощность трансформаторной подстанции определяется (для каждого варианта отдельно) по следующей формуле

 Pтп.р = Pд.р + **∑**ΔPл (7)

где Pд.р – расчётная нагрузка всех домов подключённых к данной ТП, кВт;

ΔPл – сумма всех потерь в линиях отходящих от данной ТП, кВт.

Полная расчётная мощность трансформатора (для каждого варианта отдельно) определяется по следующей формуле

 Sтп.р = , (8)

где Cos ϕ - коэффициент реактивной мощности принятый равным 0,9.

 2.3.1 Выбор трансформаторной подстанции для первого

 варианта

#  Приведём пример для выбора трансформаторной подстанции КТП 1 по первому варианту в северной части садоводства. Определяем активную расчётную мощность трансформаторной подстанции (для электроснабжения 106 жилых домов)по формуле (7)

 Pтп.р = 41,895 + 3,016 = 44,91 кВт.

# Определяем полную расчётную мощность трансформаторной подстанции по формуле (8)

 Sтп.р = = 49,9 кВ⋅А

По условию (6) выбираем мачтовую трансформаторную подстанцию

(МТП) 63/10/0,4.

Мачтовая трансформаторная подстанция представляет собой однотрансформаторную подстанцию наружной установки и служит для приёма электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электроэнергию 0,4 кВ и электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, отдельных населённых пунктов, небольших промышленных объектов и других потребителей в районах с умеренным климатом (от –45о С до 40о С).

МТП подключается к линии электропередач посредством разъеденителя, который устанавливается на ближайшей опоре.Для южной части садоводства выбираем трансформаторную подстанцию исходя из условия (6). Активная расчётная мощность ТП (для электроснабжения 106 жилых домов)определяется по формуле (7)

 Pтп.р = 42,65 + 3,453 = 46,103 кВт.

Полная расчётная мощность ТП определяется по формуле (8)

 Sтп.р = = 51,2 кВ⋅А

По условию (6) выбираем трансформаторную подстанцию.

В южной части садоводства устанавливается трансформатор следующей марки МТП 63/10/0,4

2.3.2 Выбор трансформаторной подстанции для второго

 варианта

Для второго варианта по которому предусматривается электроснабжение садоводства от одной ТП. Мощность трансформаторной подстанции выбирается из условия (6).

Активная расчётная мощность ТП (для электроснабжения 212 жилых домов) определяется по формуле (7)

 Pтп.р = 80,18 + 9,857 = 90,037 кВт

Определяем полную расчётную мощность ТП по формуле (8)

 Sтп.р = = 100,04 кВ⋅А

Исходя из условия (6) выбираем трансформаторную подстанцию КТП – 90 160/10/0,4.

Комплектные трансформаторные подстанции(КТП) представляют собой однотрансформаторные подстанции тупикового типа наружной установки служат для приёма электрической энергии трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электроэнергию 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (от –40о С до 40о С).

 2.4 Выбор сечения проводов ВЛ 0,38 кВ

В соответствии с нормами технологического проектирования электрических сетей сельскохозяйственного назначения провода и кабели линии электропередачи 0,38 кВ должны быть проверены:

-на допустимые отклонения напряжения у потребителей

-допустимые длительные токовые нагрузки в нормальном и пост аварийном режимах;

-обеспечение надёжности срабатывания защиты предохранителей или автоматических выключателей при однофазных и коротких междуфазных замыканиях. Минимальные допустимые сечения алюминиевых проводов на ВЛ 0,38 кВ по условиям механической прочности должны быть: в районах с нормативной толщиной стенки гололёда 5мм, 25мм2 .

Сечение проводов вдоль магистрали ВЛ должно быть постоянным. На ВЛ отходящих от одной трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ , следует предусматривать не более двух-трех сечений проводов.

При отсутствии исходных данных для расчета отклонения напряжения у электроприёмников, потери напряжения в элементах сети 0,38 кВ рекомендуется принимать в линиях, питающих преимущественно коммунально-бытовые потребители - 8 % от номинала.

Для головного участка каждой линии по каждому варианту определяется расчетная нагрузка (Ppi) в зависимости от числа снабжаемых через эту линию жилых домов (и соответствующего коэффициента одновременности), а так же от наличия нагрузки других потребителей.

Далее определяется максимальная величина тока в фазе в нормальном режиме

 Iр.ф , (9)

 

По таблицам приведенным в «Правилах устройства электроустановок» (ПУЭ) производим предварительный выбор сечения неизолированного алюминиевого провода (по условию нагрева Iдл.доп ≥ Iр.ф , где Iдл.доп - длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения).

Сечение нулевого провода рекомендовано применять равным сечению фазного. Уличное освещение должно включатся автоматически следовательно, вдоль каждой линии будем прокладывать еще один провод уличного освещения 25мм2.

Предварительно выбранное сечение следует проверить на допустимую потерю напряжения. Для проверки используем метод моментов нагрузки, по которому величина потерь напряжения может быть определена по следующей формуле

 , (10)

где Ki - коэффициент удельных потерь напряжения, зависящий от типа исполнения линии марки и сечения провода на участке, коэффициента мощности нагрузки и количества проводов на ВЛ, %/кВт×км.

# Момент нагрузки на участке ЛЭП определяется по формуле

#  , (11)

где li - длина рассматриваемого участка, км.

Участком целесообразно считать часть линии одного сечения с постоянной нагрузкой по длине (один или несколько пролетов без ответвлений).

Далее в таблице 4 приведен фрагмент таблицы из [ ] по определению величины Кi в четырех - проводных сетях 0,38 кВ при равенстве сечений нулевого и фазных проводов. Потеря напряжения в точке «К» определяется как алгебраическая сумма потерь напряжения на участках образующих цепь питания точки «К».

Величина расчетных потерь напряжения в конце каждой линии сравнивается с допустимой величиной. При необходимости следует переходить на большее сечение провода и повторить расчет.

Таблица 4 - Удельные потери напряжения для ВЛ 0,38 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка Провода Cos  | А-25 | А-35 | А-50 | А-70 | А-95 | А-120 |
| 0,9 | 0,92 | 0,715 | 0,525 | 0,4 | 0,32 | 0,28 |
| 0,92 | 0,9 | 0,7 | 0,505 | 0,39 | 0,3 | 0,27 |
| 0,95 | 0,88 | 0,685 | 0,485 | 0,375 | 0,27 | 0,24 |

 2.4.1 Пример выбора сечения провода ВЛ 0,38 кВ

Приведем пример выбора сечения провода воздушной линии 0,38 кВ.

Произведем выбор сечения провода линии 1 по первому варианту. Нагрузкой для этой линии являются 32 участка (уличное освещение запитывается отдельным проводом). Тогда расчетная нагрузка для этой линии определяется по формуле

 , (12)

где n - количество домов, шт. и она равна;

Руд – удельная расчетная нагрузка жилых домов определяется по таблице 2.1.1 из [9] , кВт/квартиру.

 Ррл1 = 0,55 ⋅ 32 = 17,6 кВт

Расчетный ток в фазе определяется по формуле 9

 =29,9А (13)

Для минимально допустимого по механической прочности провода А-50 допустимый ток составляет 215 А.

Условие 226А > 29,9 А соблюдается, следовательно, по нагреву провод А-50 подходит и может быть предварительно выбран для линии 1, для остальных линий сечение провода выбирается аналогично, результаты выбранного сечения провода приведены в таблицах 5 и 6.

 2.4.2 Пример определения потерь напряжения на одном

 участке

 Приведем пример определения потерь напряжения на одном участке. Для первого варианта.

Определим величину потерь напряжения для участка линии 2 от КТП 1 до опоры №28.Длина участка линии от КТП 1 до опоры 28 составляет 0,09км

Момент нагрузки определяется по формуле 11

 М КТП 1-28 = 13,65 ⋅ 0,09 = 1,22 кВт ⋅ км

###### Удельное значение падения напряжения () составляет 0,505 %/кВт ⋅ км.

Падение напряжения на участке линии определяется по формуле 12

 0,505 ⋅ 1,22 = 0,62 %

Аналогично производятся расчеты всех линий по каждому варианту. Результаты расчётов по первому и второму вариантам сведены в таблицу 5 и в таблицу 6.

Таблица 5 - Потери напряжения в сетях 0.38 кВ по первому

варианту

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| *Номер расчетн. Участка* |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
|  |  |  |
| *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагрузк. Mi=Ppi · li (кВт · км)* | *Удельн. Значен.**% /КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 1-2 | 32 уч. | 17,6 | 0,03 |  | 0,53 | 0,505 | 0,27 | 0,27 |
| Продолжение таблицы 5 |
| 2-3 | 30 | 16,86 | 0,03 |  | 0,51 | 0,505 | 0,36 | 0,49 |
| 3-5 | 28 | 16,1 | 0,06 |  | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 0,98 |
| 5-7 | 24 | 14,4 | 0,06 |  | 0,86 | 0,505 | 0,43 | 1,41 |
| 17-8 | 22 | 13,86 | 0,025 |  | 0,35 | 0,505 | 0,17 | 1,58 |
| 8-9 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 1,74 |
| 9-10 | 9 | 9,9 | 0,03 |  | 0,29 | 0,505 | 0,15 | 1,89 |
| 10-12 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,19 |
| 12-14 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,46 |
| 14-15 | 2 | 5,2 | 0,03 | 4А50+ | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 2,54 |
| 8-18 | 12 | 10,8 | 0,09 | А25 | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 2,07 |
| 18-19 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 2,23 |
| 19-21 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,53 |
| 21-23 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,8 |
| 23-24 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,8 | 2,88 |
| ЛИНИЯ 2 |
| КТП 1-28 | 21 | 13,65 | 0,09 |  | 1,22 | 0,505 | 0,62 | 0,62 |
| 28-29 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 0,78 |
| 29-31 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 1,07 |
| 31-33 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 1,34 |
| 33-34 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 1,42 |
| 28-38 | 11 | 10,67 | 0,105 |  | 1,12 | 0,505 | 0,57 | 1,19 |
| 38-40 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0505 | 0,31 | 1,5 |
| 40-42 | 8 | 9,84 | 0,06 | 4А50+ | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 1,49 |
| 42-43 | 7 | 9,59 | 0,03 | +А25 | 0,29 | 0,505 | 0,15 | 1,94 |
| 43-45 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,22 |
| 45-47 | 5 | 9,35 | 0,06 |  | 0,56 | 0,505 | 0,28 | 2,5 |
| 47-49 | 3 | 7,8 | 0,06 |  | 0,47 | 0,505 | 0,24 | 2,74 |
| 49-51 | 2 | 5,2 | 0,06 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 2,9 |
| ЛИНИЯ 3 |
| КТП 1-53 | 32 | 17,6 | 0,03 |  | 0,44 | 0,505 | 0,22 | 0,22 |
| 53-55 | 30 | 16,86 | 0,025 |  | 1,01 | 0,505 | 0,51 | 0,73 |
| Продолжение таблицы 5 |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км)* | *Удельн значени**% /КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 55-58 | 26 | 15,26 | 0,06 |  | 1,14 | 0,505 | 0,57 | 1,3 |
| 58-60 | 22 | 13,86 | 0,075 |  | 0,6 | 0,505 | 0,35 | 1,65 |
| 60-61 | 10 | 10,3 | 0,05 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 1,81 |
| 61-62 | 9 | 9,9 | 0,03 |  | 0,29 | 0,505 | 0,15 | 1,96 |
| 62-64 | 8 | 9,84 | 0,03 | 4А50+ | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,26 |
| 64-66 | 4 | 8,92 | 0,06 | +А25 | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,53 |
| 66-67 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 2,61 |
| 60-70 | 12 | 10,8 | 0,09 |  | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 2,14 |
| 70-71 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,15 | 2,29 |
| 71-73 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,59 |
| 73-75 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,86 |
| 75-76 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,8 | 2,94 |
| ЛИНИЯ 4 |
| КТП 1-79 | 20 | 13,4 | 0,09 |  | 1,21 | 0,505 | 0,61 | 0,61 |
| 79-80 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 0,77 |
| 80-82 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 1,07 |
| 82-84 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 1,34 |
| 84-85 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 1,42 |
| 79-88 | 10 | 10,3 | 0,09 | 4А50+ | 0,93 | 0,505 | 0,47 | 1,08 |
| 88-90 | 8 | 9,84 | 0,06 | +А25 | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 1,38 |
| 90-92 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 1,65 |
| 92-93 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 1,73 |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 2-95 | 34 | 18,36 | 0,055 |  | 1,01 | 0,505 | 0,51 | 0,51 |
| 95-97 | 32 | 17,6 | 0,055 |  | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 1 |
| 97-100 | 28 | 16,1 | 0,075 |  | 1,21 | 0,505 | 0,61 | 1,61 |
| 100-101 | 26 | 15,26 | 0,03 |  | 0,46 | 0,505 | 0,23 | 1,84 |
| Продолжение таблицы 5 |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км)* | *Удельн. Значен,**% /КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 101-102 | 24 | 14,4 | 0,025 |  | 0,36 | 0,505 | 0,18 | 2,02 |
| 102-103 | 12 | 10,8 | 0,03 |  | 0,32 | 0,505 | 0,16 | 2,18 |
| 103-104 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,15 | 2,33 |
| 104-106 | 8 | 9,84 | 0,06 | 4А50+ | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,63 |
| 106-108 | 4 | 8,92 | 0,06 | +А25 | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,9 |
| 108-109 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,8 | 2,98 |
| 102-112 | 12 | 10,8 | 0,09 |  | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 2,51 |
| 112-113 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,15 | 2,66 |
| 113-115 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 2,96 |
| 115-117 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 3,23 |
| 117-118 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 3,31 |
|  **КТП 2** ЛИНИЯ 2 |  |  |  |  |  |  |  |
| КТП2-123 | 22 | 13,86 | 0,14 |  | 1,94 | 0,505 | 0,98 | 0,98 |
| 123-126 | 18 | 12,6 | 0,085 | 4А50+ | 1,07 | 0,505 | 0,54 | 1,52 |
| 126-128 | 16 | 11,7 | 0,03 | +А25 | 0,35 | 0,505 | 0,18 | 1,7 |
| 128-132 | 12 | 10,8 | 0,105 |  | 1,13 | 0,505 | 0,57 | 2,27 |
| 128-132 | 12 | 10,8 | 0,105 |  | 1,13 | 0,505 | 0,57 | 2,27 |
| 132-133 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,31 | 0,505 | 0,015 | 2,42 |
| 133-135 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,27 | 2,69 |
| 135-137 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,3 | 2,99 |
| 137-138 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 3,07 |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 3 |
| КТП2-140 | 32 | 17,6 | 0,055 |  | 0,97 | 0,505 | 0,49 | 0,49 |
| 140-142 | 30 | 16,86 | 0,055 |  | 1,02 | 0,505 | 0,51 | 1 |
| 142-145 | 26 | 15,26 | 0,075 |  | 1,14 | 0,505 | 0,57 | 1,57 |
| 145-146 | 25 | 14,75 | 0,03 |  | 0,44 | 0,505 | 0,22 | 1,79 |
| Продолжение таблицы 5 |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км)* | *Удельн. Значен.**% /КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 146-147 | 24 | 14,4 | 0,025 |  | 0,36 | 0,505 | 0,18 | 1,97 |
| 147-148 | 12 | 10,8 | 0,025 | 4А50+ | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 2,11 |
| 148-150 | 10 | 10,3 | 0,06 | +А25 | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 2,42 |
| 150-152 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,69 |
| 152-154 | 4 | 8,92 | 0,03 |  | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 2,83 |
| 147-157 | 12 | 10,8 | 0,085 |  | 0,92 | 0,505 | 0,46 | 2,43 |
| 157-159 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 2,74 |
| 159-161 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 3,01 |
| 161-163 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 3,27 |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 4 |  |  |  |  | 0,505 |
| КТП2-166 | 19 | 12,92 | 0,09 |  | 1,16 | 0,505 | 0,58 | 0,58 |
| 166-167 | 8 | 9,84 | 0,03 |  | 0,29 | 0,505 | 0,15 | 0,73 |
| 167-169 | 6 | 9 | 0,06 | 4А50+ | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 1 |
| 169-171 | 2 | 5,2 | 0,06 | +А25 | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 1,16 |
| 171-172 | 1 | 2,6 | 0,03 |  | 0,08 | 0,505 | 0,04 | 1,20 |
| 166-176 | 11 | 10,67 | 0,14 |  | 1,49 | 0,505 | 0,75 | 1,33 |
| 176-178 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 1,64 |
| 178-180 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,3 | 1,94 |
| 180-181 | 7 | 9,59 | 0,03 |  | 0,29 | 0,505 | 0,15 | 2,09 |
| 181-183 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,054 | 0,505 | 0,27 | 2,36 |
| 183-185 | 5 | 9,35 | 0,06 |  | 0,56 | 0,505 | 0,28 | 2,64 |
| 185-187 | 3 | 7,8 | 0,06 |  | 0,47 | 0,505 | 0,24 | 2,88 |
| 187-189 | 2 | 5,2 | 0,06 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 3,04 |

Таблица 6-Потери напряжения в сетях 0.38 кВ по второму

Варианту

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км* | *Удельное значение ,**КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
|  **КТП 1** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 1-1 | 52 | 24,4 | 0,025 |  | 0,61 | 0,505 | 0,308 | 0,308 |
| 1-2 | 50 | 23,8 | 0,025 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 0,598 |
| 2-4 | 48 | 23,04 | 0,05 |  | 1,15 | 0,505 | 0,58 | 1,178 |
| 4-6 | 46 | 22,3 | 0,05 |  | 1,11 | 0,505 | 0,56 | 1,738 |
| 6-7 | 44 | 21,6 | 0,025 | 4А50+ | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 2,01 |
| 7-108 | 42 | 20,8 | 0,085 | +А25 | 1,77 | 0,505 | 0,89 | 2,9 |
| 108-109 | 12 | 10,8 | 0,025 |  | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 3,04 |
| 109-111 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 3,35 |
| 111-113 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 3,62 |
| 113-115 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 3,88 |
| 108-106 | 10 | 10,3 | 0,025 |  | 0,26 | 0,505 | 0,13 | 3,03 |
| 106-104 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 3,32 |
| 104-102 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 3,58 |
| 102-101 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 3,66 |
| 108-123 | 20 | 13,4 | 0,06 |  | 0,80 | 0,505 | 0,4 | 3,3 |
| 123-124 | 10 | 10,3 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,16 | 3,46 |
| 124-126 | 9 | 9,9 | 0,06 | 4А50+ | 0,29 | 0,505 | 0,29 | 3,75 |
| 126-128 | 6 | 9 | 0,06 | +А25 | 0,27 | 0,505 | 0,27 | 4,02 |
| 128-130 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,26 | 0,505 | 0,26 | 4,28 |
| 123-121 | 10 | 10,3 | 0,025 |  | 0,13 | 0,505 | 0,13 | 3,03 |
| 121-119 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,28 | 0,505 | 0,28 | 3,31 |
| 119-117 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,26 | 0,505 | 0,26 | 3,57 |
| 117-116 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 3,65 |
|  **КТП 1** ЛИНИЯ 2 |
| КТП 1-8 | 56 | 25,8 | 0,205 |  | 5,29 | 0,505 | 2,67 | 2,67 |
| 8-9 | 12 | 10,8 | 0,205 |  | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 2,81 |
| 9-11 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 3,12 |
| 11-13 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 3,39 |
| 13-15 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 3,65 |
| Подолжение таблицы 6  |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км* | *Удельное значение ,**КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 8-23 | 44 | 21,6 | 0,06 |  | 1,29 | 0,505 | 0,65 | 3,32 |
| 23-24 | 12 | 10,8 | 0,025 | 4А50+ | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 3,46 |
| 24-26 | 10 | 10,3 | 0,06 | +А25 | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 3,77 |
| 26-28 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,04 |
| 28-30 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,3 |
| 23-22 | 10 | 10,3 | 0,025 |  | 0,26 | 0,505 | 0,13 | 3,45 |
| 22-20 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,28 | 3,73 |
| 20-18 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 3,99 |
| 18-17 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 4,07 |
| 23-39 | 22 | 13,86 | 0,075 |  | 1,04 | 0,505 | 0,52 | 3,84 |
| 39-40 | 12 | 10,8 | 0,025 |  | 0,27 | 0,505 | 0,14 | 3,98 |
| 40-42 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,29 |
| 42-44 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,56 |
| 44-46 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,82 |
| 39-38 | 10 | 10,3 | 0,025 |  | 0,26 | 0,505 | 0,13 | 3,97 |
| 38-36 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,28 | 4,25 |
| 36-34 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,51 |
| 34-33 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 4,59 |
|  **КТП 1** ЛИНИЯ 3 |
| КТП 1-138 | 53 | 24,91 | 0,205 |  | 5,1 | 0,505 | 2,57 | 2,57 |
| 138-139 | 20 | 13,4 | 0,03 |  | 0,4 | 0,505 | 0,2 | 2,77 |
| 139-141 | 18 | 12,6 | 0,06 |  | 0,75 | 0,505 | 0,38 | 3,15 |
| 141-143 | 14 | 11,2 | 0,06 |  | 0,67 | 0,505 | 0,34 | 3,49 |
| 143-144 | 12 | 10,8 | 0,03 |  | 0,32 | 0,505 | 0,16 | 3,65 |
| 144-146 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 3,96 |
| 146-148 | 9 | 9,9 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 4,25 |
| 148-150 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,52 |
| 150-152 | 4 | 8,92 | 0,06 | 4А50+ | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,78 |
| 138-155 | 33 | 17,9 | 0,075 | +А25 | 1,34 | 0,505 | 0,68 | 3,25 |
| 155-156 | 22 | 13,86 | 0,03 |  | 0,42 | 0,505 | 0,21 | 3,46 |
| 156-158 | 20 | 13,4 | 0,06 |  | 0,8 | 0,505 | 0,4 | 3,86 |
| 158-160 | 16 | 11,7 | 0,06 |  | 0,7 | 0,505 | 0,2 | 4,06 |
| 160-161 | 14 | 11,2 | 0,03 |  | 0,34 | 0,505 | 0,17 | 4,23 |
| 161-163 | 12 | 10,8 | 0,06 |  | 0,65 | 0,505 | 0,33 | 4,56 |
| 163-165 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,87 |
| 163-167 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 5,14 |
| Продолжение таблицы 6 |
|  |  |  |  |  |  | *Падение напряжения* |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км* | *Удельное значение ,**КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 150-152 | 4 | 8,92 | 0,06 | 4А50+ | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,78 |
| 138-155 | 33 | 17,9 | 0,075 | +А25 | 1,34 | 0,505 | 0,68 | 3,25 |
| 155-156 | 22 | 13,86 | 0,03 |  | 0,42 | 0,505 | 0,21 | 3,46 |
| 156-158 | 20 | 13,4 | 0,06 |  | 0,8 | 0,505 | 0,4 | 3,86 |
| 158-160 | 16 | 11,7 | 0,06 |  | 0,7 | 0,505 | 0,2 | 4,06 |
| 160-161 | 14 | 11,2 | 0,03 |  | 0,34 | 0,505 | 0,17 | 4,23 |
| 161-163 | 12 | 10,8 | 0,06 |  | 0,65 | 0,505 | 0,33 | 4,56 |
| 163-165 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,87 |
| 163-167 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 5,14 |
| 167-169 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 5,4 |
| 155-173 | 11 | 10,67 | 0,105 |  | 1,12 | 0,505 | 0,56 | 3,81 |
| 173-175 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,12 |
| 175-177 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 4,41 |
| 177-178 | 7 | 9,59 | 0,03 |  | 0,29 | 0,505 | 0,14 | 4,55 |
| 178-180 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,82 |
| 180-182 | 5 | 9,35 | 0,06 |  | 0,56 | 0,505 | 0,28 | 5,1 |
| 182-184 | 3 | 7,8 | 0,03 |  | 0,23 | 0,505 | 0,11 | 5,21 |
| 184-186 | 2 | 5,2 | 0,03 |  | 0,16 | 0,505 | 0,08 | 5,22 |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 4 |
| КТП 1-53 | 51 | 24,1 | 0,195 |  | 4,7 | 0,505 | 2,37 | 2,37 |
| 53-54 | 20 | 13,4 | 0,03 |  | 0,4 | 0,505 | 0,2 | 2,57 |
| 54-56 | 18 | 12,6 | 0,06 |  | 0,75 | 0,505 | 0,38 | 2,95 |
| 56-58 | 14 | 11,2 | 0,06 | 4А50+ | 0,67 | 0,505 | 0,34 | 3,29 |
| 58-59 | 13 | 11,05 | 0,03 | +А25 | 0,33 | 0,505 | 0,17 | 3,46 |
| 59-61 | 12 | 10,8 | 0,06 |  | 0,65 | 0,505 | 0,33 | 3,79 |
| 61-63 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,1 |
| 63-65 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,37 |
| 65-67 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 4,63 |
| 53-69 | 31 | 17,2 | 0,06 |  | 1,03 | 0,505 | 0,52 | 2,89 |
| 69-70 | 20 | 13,4 | 0,03 |  | 0,4 | 0,505 | 0,2 | 3,09 |
| 70-72 | 18 | 12,6 | 0,06 |  | 0,75 | 0,505 | 0,38 | 3,47 |
| 72-74 | 14 | 11,2 | 0,06 |  | 0,67 | 0,505 | 0,34 | 3,81 |
| 74-75 | 13 | 11,05 | 0,03 | 4А50+ | 0,33 | 0,505 | 0,17 | 3,98 |
| 75-77 | 12 | 10,8 | 0,06 | +А25 | 0,65 | 0,505 | 0,33 | 4,31 |
| 77-79 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 4,62 |
| Продолжение таблицы 6 |
| *Номер расчетн. Участка* | *Тип потр.* | *Расч.**Max* *Ppi (кВт)* | *Расч. Длина уч-ка li (км)*  | *Парам.**Провода* | *Момент* *Нагруз. Mi=Ppi · li (кВт · км* | *Падение напряжения* |
| *Удельное значение ,**КВт · км* | *На расчетн. Участке,%* | *От Источ. Пит.**, %* |
| 79-81 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,89 |
| 81-83 | 4 | 8,92 | 0,06 |  | 0,53 | 0,505 | 0,26 | 5,15 |
| 69-87 | 11 | 10,67 | 0,075 |  | 0,8 | 0,505 | 0,4 | 3,29 |
| 87-89 | 10 | 10,3 | 0,06 |  | 0,62 | 0,505 | 0,31 | 3,6 |
| 89-91 | 8 | 9,84 | 0,06 |  | 0,59 | 0,505 | 0,29 | 3,89 |
| 91-92 | 7 | 9,59 | 0,03 |  | 0,28 | 0,505 | 0,14 | 4,03 |
| 92-94 | 6 | 9 | 0,06 |  | 0,54 | 0,505 | 0,27 | 4,3 |
| 94-96 | 5 | 9,35 | 0,06 |  | 0,56 | 0,505 | 0,28 | 4,58 |
| 96-98 | 3 | 7,8 | 0,06 |  | 0,47 | 0,505 | 0,24 | 4,82 |
| 98-100 | 2 | 5,2 | 0,06 |  | 0,31 | 0,505 | 0,16 | 4,98 |

 2.5 Определение потерь мощности и электроэнергии в сети

 0,38 кВ

Потери мощности () определяются отдельно для каждого варианта. При этом для каждого участка сети потери мощности определяем для режима максимальной нагрузки

 , (14)

где - расчетное значение тока на участке (i-j),А;

-величина потерь напряжения на участке (i-j), В.

Расчётное значение тока на участке определяется по следующей формуле

 , (15)

где  - значение максимальной расчетной нагрузки на соответствующем участке, кВт.

Потери напряжения на участке определяются по следующей формуле

 , (16)

где  - потери напряжения на соответствующем участке,

выраженные в процентах и определенные равнее в таблице 5 и в таблице 6.

То, подставив формулы (15) и (16) в формулу (14) получим

 , (17)

где - постоянный коэффициент, который определяется следующим образом

  (18)

Для данного проекта задано, что cosϕ = 0,92 поэтому в наших расчетах k=0,0192

Годовые потери электрической энергии можно определить по следующей формуле

 , (19)

где - значение потерь мощности, кВт;

-годовое число часов использования максимума, зависящее от расчетной нагрузки и в общем случае различен для разных участков схемы, ч.

Ниже (в таблице 7) приведен фрагмент таблицы 4.6 из [1] для определения годового числа часов использования максимума нагрузки для сельскохозяйственных потребителей в зависимости от расчетной нагрузки (проектируемый объект относится к категории коммунально-бытовых потребителей).

##### Таблица 7- Годовое число часов использования максимума

##### нагрузки

|  |  |
| --- | --- |
|  Расчетные нагрузки, кВт | Число часов использования максимума при Характере нагрузки, ч. |
|  | Коммунально- бытовая | Производственная | Смешанная |
| До 10 | 900 | 1100 | 1300 |
| 10-20 | 1200 | 1500 | 1700 |
| 20-50 | 1600 | 2000 | 2200 |
| 50-100 | 2000 | 2500 | 2800 |
| 120-250 | 2350 | 2700 | 3200 |

Приведем пример расчета потерь мощности и годовых потерь электроэнергии для первого варианта на участке линии1 от КТП 1до опоры №2

По формуле16 определяем потери мощности на участке линии

0,0192 ⋅ 17,6 ⋅ 0,27 = 0,091 кВт

ПО формуле 17 находим годовую величину потерь электроэнергии (при этом 1200 часов)

0,091⋅1200 = 109,2 кВт⋅ч/год

Остальные расчеты выполняются аналогично и приводятся в таблице 8 и в таблице 9 соответственно для первого и второго вариантов.

Суммарные значения потерь мощности и электроэнергии по вариантам находятся суммированием значений в соответствующих графах.

Дальнейшие расчеты производятся, только для одного из вариантов который мы выберем, после произведения технико-экономического сравнения вариантов приведенного в разделе 3.

Таблица 8 - Потери мощности и электрической энергии по

первому варианту

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi нарасчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовИспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | ГодовыеПотериэлектрич. Энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 1-2 | 17,6 | 0,27 | 0,091 | 1200 | 109,2 |
| 2-3 | 16,86 | 0,26 | 0,081 | 1200 | 100,8 |
| 3-5 | 16,1 | 0,49 | 0,151 | 1200 | 181,2 |
| 5-7 | 14,4 | 0,43 | 0,118 | 1200 | 141,6 |
| 7-8 | 13,86 | 0,17 | 0,065 | 1200 | 78 |
| 8-9 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 9-10 | 9,9 | 0,15 | 0,028 | 900 | 25,2 |
| 10-12 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 12-14 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 14-15 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 8-18 | 10,8 | 0,49 | 0,102 | 1200 | 122,4 |
| 18-19 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 19-21 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 21-23 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 23-24 | 5,2 | 0,8 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ1 = 0,879 кВт ∑ΔWЛ1 = 1035 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 2 |
| КТП 1-28 | 13,65 | 0,62 | 0,170 | 1200 | 204 |
| 28-29 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 29-31 | 9,84 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 31-33 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 33-34 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 28-38 | 10,67 | 0,57 | 0,117 | 1200 | 140,4 |
| 38-40 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| Продолжение таблицы 8 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовИспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 40-42 | 9,84 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 42-43 | 9,59 | 0,15 | 0,028 | 900 | 25,2 |
| 43-45 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 45-47 | 9,35 | 0,28 | 0,05 | 900 | 45 |
| 47-49 | 7,8 | 0,24 | 0,036 | 900 | 32,4 |
| 49-51 | 5,2 | 0,16 | 0,016 | 900 | 14,4 |
| ∑ΔРЛ2 = 0,721 кВт ∑ΔWЛ2 = 762,9 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 3 |
| КТП 1-53 | 17,6 | 0,22 | 0,074 | 1200 | 88,8 |
| 53-55 | 16,86 | 0,51 | 0,165 | 1200 | 198 |
| 55-58 | 15,26 | 0,57 | 0,167 | 1200 | 200,4 |
| 58-60 | 13,86 | 0,35 | 0,093 | 1200 | 111,6 |
| 60-61 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 61-62 | 9,9 | 0,15 | 0,028 | 900 | 25,2 |
| 62-64 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 64-66 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 66-67 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 60-70 | 10,8 | 0,49 | 0,102 | 1200 | 122,4 |
| 70-71 | 10,3 | 0,15 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 71-73 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 73-75 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 75-76 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ3 = 0,912 кВт ∑ΔWЛ3 = 1019,4 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 4 |
| КТП 1-79 | 13,4 | 0,61 | 0,157 | 1200 | 188,4 |
| 79-80 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 80-82 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| Продолжение таблицы 8 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовИспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые ПотериЭлектрич. Энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 82-84 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 84-85 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 79-88 | 10,3 | 0,47 | 0,093 | 1200 | 111,6 |
| 88-90 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 90-92 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 92-93 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ4 = 0,504 кВт ∑ΔWЛ4 = 538,2 кВт ч |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 2-95 | 18,36 | 0,51 | 0,179 | 1200 | 214,8 |
| 95-97 | 17,6 | 0,49 | 0,165 | 1200 | 198 |
| 97-100 | 16,1 | 0,61 | 0,188 | 1200 | 225,6 |
| 100-101 | 15,26 | 0,23 | 0,067 | 1200 | 80,4 |
| 101-102 | 14,4 | 0,18 | 0,049 | 1200 | 58,8 |
| 102-103 | 10,8 | 0,16 | 0,033 | 1200 | 39,6 |
| 103-104 | 10,3 | 0,15 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 104-106 | 9,84 | 0,3 | 0,056 | 900 | 50,4 |
| 106-108 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 108-109 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 102-112 | 10,8 | 0,49 | 0,102 | 1200 | 122,4 |
| 112-113 | 10,3 | 0,15 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 113-115 | 9,84 | 0,3 | 0,056 | 900 | 50,4 |
| 115-117 | 8,92 | 0,27 | 0,046 | 900 | 41,4 |
| 117-118 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ1 = 1,061 кВт ∑ΔWЛ1 = 1207,2 кВт ч |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 2 |
| КТП2-123 | 13,86 | 0,98 | 0,261 | 1200 | 313,2 |
| 123-126 | 12,6 | 0,54 | 0,131 | 1200 | 157,2 |
|  |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовИспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 126-128 | 11,7 | 0,18 | 0,04 | 1200 | 48 |
| 128-132 | 10,8 | 0,57 | 0,118 | 1200 | 141,6 |
| 132-133 | 10,3 | 0,15 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 133-135 | 9,84 | 0,27 | 0,051 | 900 | 45,9 |
| 135-137 | 8,92 | 0,3 | 0,0513 | 900 | 46,17 |
| 137-138 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ2 =0,689 кВт ∑ΔWЛ2 = 794,07 кВт ч |  | 152-154 |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 3 | 147-157 |
| КТП2-140 | 17,6 | 0,49 | 0,166 | 1200 | 199,2 |
| 140-142 | 16,86 | 0,51 | 0,165 | 1200 | 198 |
| 142-145 | 15,26 | 0,57 | 0,167 | 1200 | 200,4 |
| 145-146 | 14,75 | 0,22 | 0,062 | 1200 | 74,4 |
| 146-147 | 14,4 | 0,18 | 0,049 | 1200 | 58,8 |
| 147-148 | 10,8 | 0,14 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 148-150 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 150-152 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 152-154 | 8,92 | 0,14 | 0,024 | 900 | 21,6 |
| 147-157 | 10,8 | 0,46 | 0,095 | 1200 | 114 |
| 157-159 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 159-161 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 161-163 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| ∑ΔРЛ3 =1,017 кВт ∑ΔWЛ3 = 1171,8 кВт ч |
| **КТП 2** ЛИНИЯ 4 |
| КТП2-166 | 12,92 | 0,58 | 0,144 | 1200 | 172,8 |
| 166-167 | 9,84 | 0,15 | 0,028 | 900 | 25,2 |
| 167-169 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 169-171 | 5,2 | 0,16 | 0,016 | 900 | 14,4 |
| Продолжение таблицы 8 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔVi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовиспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 171-172 | 2,6 | 0,04 | 0,0019 | 900 | 1,71 |
| 166-176 | 10,67 | 0,75 | 0,154 | 1200 | 184,8 |
| 176-178 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 178-180 | 9,84 | 0,3 | 0,057 | 900 | 51,3 |
| 180-181 | 9,59 | 0,15 | 0,028 | 900 | 25,2 |
| 181-183 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 183-185 | 9,35 | 0,28 | 0,05 | 900 | 45 |
| 185-187 | 7,8 | 0,24 | 0,036 | 900 | 32,4 |
| 187-189 | 5,2 | 0,16 | 0,016 | 900 | 14,4 |
| ∑ΔРЛ 4 = 0,686 кВт ∑ΔWЛ 4 = 725,01 кВт ч  |
|  ∑ΔР1В = 6,469 кВт ∑ΔW1В = 7253,58 кВт ч |

Таблица 9- Потери мощности и электрической энергии по

второму варианту

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовиспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 1 |
| КТП 1-1 | 24,4 | 0,3108 | 0,144 | 1600 | 230,4 |
| 1-2 | 23,8 | 0,29 | 0,132 | 1600 | 211,2 |
| 2-4 | 23,04 | 0,58 | 0,257 | 1600 | 411,2 |
| 4-6 | 22,3 | 0,56 | 0,239 | 1600 | 382,4 |
| 6-7 | 21,6 | 0,27 | 0,112 | 1600 | 179,2 |
| Продолжение таблицы 9 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔUi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовиспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 7-108 | 20,8 | 0,89 | 0,355 | 1600 | 568 |
| 108-109 | 10,8 | 0,14 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 109-111 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 111-113 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 63 |
| 113-115 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 108-106 | 10,3 | 0,13 | 0,026 | 1200 | 31,2 |
| 106-104 | 9,84 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 104-102 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 102-101 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 108-123 | 13,4 | 0,4 | 0,103 | 1200 | 123,6 |
| 123-124 | 10,3 | 0,16 | 0,032 | 1200 | 38,4 |
| 124-126 | 9,9 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 126-128 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 63 |
| 128-130 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 123-121 | 10,3 | 0,13 | 0,026 | 1200 | 31,2 |
| 121-119 | 9,84 | 0,28 | 0,053 | 900 | 47,7 |
| 119-117 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 117-116 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ1 =1,965 кВт ∑ΔWЛ1 = 2760,3 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 2 |
| КТП1-8 | 25,8 | 2,67 | 1,322 | 1600 | 2115,2 |
| 8-9 | 10,8 | 0,14 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 9-11 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 11-13 | 9,0 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 13-15 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 8-23 | 21,6 | 0,65 | 0,269 | 1600 | 430,4 |
| 23-24 | 10,8 | 0,14 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| Продолжение таблицы 9 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔVi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовиспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 24-26 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 26-28 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 28-30 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 23-22 | 10,3 | 0,13 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 22-20 | 9,84 | 0,28 | 0,053 | 900 | 47,7 |
| 20-18 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 18-17 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| 23-39 | 13,86 | 0,52 | 0,138 | 1200 | 165,6 |
| 39-40 | 10,8 | 0,14 | 0,029 | 1200 | 34,8 |
| 40-42 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 42-44 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 44-46 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 39-38 | 10,3 | 0,13 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 38-36 | 9,84 | 0,28 | 0,053 | 900 | 47,7 |
| 36-34 | 8,92 | 0,26 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 34-33 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ2 = 2,607 кВт ∑ΔWЛ2 = 3619 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 3 |
| КТП1-137 | 24,91 | 2,57 | 1,229 | 1600 | 1966,4 |
| 137-138 | 13,4 | 0,2 | 0,051 | 1200 | 61,2 |
| 138-140 | 12,6 | 0,38 | 0,092 | 1200 | 110,4 |
| 140-142 | 11,2 | 0,34 | 0,073 | 1200 | 87,6 |
| 142-143 | 10,8 | 0,16 | 0,033 | 1200 | 39,6 |
| 143-145 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 145-147 | 9,9 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 147-149 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 149-151 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| Продолжение таблицы 9 |
| Номеручасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔVi на расчетном участке,% | ПотеримощностиΔPi-jкВт | Число часовИспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. Энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 137-154 | 17,9 | 0,68 | 0,234 | 1200 | 280,8 |
| 154-155 | 13,86 | 0,21 | 0,056 | 1200 | 67,2 |
| 155-157 | 13,4 | 0,4 | 0,103 | 1200 | 123,6 |
| 157-159 | 11,7 | 0,2 | 0,045 | 1200 | 54 |
| 159-160 | 11,2 | 0,17 | 0,036 | 1200 | 43,2 |
| 160-162 | 10,8 | 0,33 | 0,068 | 1200 | 81,6 |
| 162-164 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 164-166 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 166-168 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 154-172 | 10,67 | 0,56 | 0,115 | 1200 | 138 |
| 172-174 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 174-176 | 9,84 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 176-177 | 9,59 | 0,14 | 0,026 | 900 | 23,4 |
| 177-179 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 179-181 | 9,35 | 0,28 | 0,05 | 900 | 45 |
| 181-183 | 7,8 | 0,11 | 0,016 | 900 | 14,4 |
| 183-185 | 5,2 | 0,08 | 0,008 | 900 | 7,2 |
| ∑ΔРЛ3 = 2,699 кВт ∑ΔWЛ3 = 3569,5 кВт ч |
| **КТП 1** ЛИНИЯ 4 |
| КТП1-53 | 24,1 | 2,37 | 1,096 | 1600 | 1753,6 |
| 53-54 | 13,4 | 0,2 | 0,051 | 1200 | 61,2 |
| 54-56 | 12,6 | 0,38 | 0,092 | 1200 | 110,4 |
| 56-58 | 11,2 | 0,34 | 0,073 | 1200 | 87,6 |
| 58-59 | 11,05 | 0,17 | 0,036 | 1200 | 43,2 |
| 59-61 | 10,8 | 0,33 | 0,068 | 1200 | 81,6 |
| 61-63 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 63-65 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| Продолжение таблицы 9 |
| НомерУчасткаi-j | Pmax i-jКВт | ΔVi на расчетном участке,% | ПотериМощностиΔPi-jкВт | Число часовиспользования максимальной нагрузкиTmax i-j, час | Годовые потериэлектрич. энергии,ΔWi-j,кВт час/год |
| 65-67 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 53-69 | 17,2 | 0,52 | 0,172 | 1200 | 206,4 |
| 69-70 | 13,4 | 0,2 | 0,051 | 1200 | 61,2 |
| 70-72 | 12,6 | 0,38 | 0,092 | 1200 | 110,4 |
| 72-74 | 11,2 | 0,34 | 0,073 | 1200 | 87,6 |
| 74-75 | 11,05 | 0,17 | 0,037 | 1200 | 44,4 |
| 75-77 | 10,8 | 0,33 | 0,068 | 1200 | 81,6 |
| 77-79 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 79-81 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 81-83 | 8,92 | 0,26 | 0,044 | 900 | 39,6 |
| 69-87 | 10,67 | 0,4 | 0,082 | 1200 | 98,4 |
| 87-89 | 10,3 | 0,31 | 0,061 | 1200 | 73,2 |
| 89-91 | 9,84 | 0,29 | 0,055 | 900 | 49,5 |
| 91-92 | 9,59 | 0,14 | 0,026 | 900 | 23,4 |
| 92-94 | 9 | 0,27 | 0,047 | 900 | 42,3 |
| 94-96 | 9,35 | 0,28 | 0,05 | 900 | 45 |
| 96-98 | 7,8 | 0,24 | 0,036 | 900 | 32,4 |
| 98-100 | 5,2 | 0,16 | 0,016 | 900 | 14,4 |
| ∑ΔРЛ4 = 2,586 кВт ∑ΔWЛ4 = 3448 кВт ч |
| ∑ΔР = 9,857 кВт ∑ΔW = 13396,8 кВт ч |

2.6 Выбор автоматических выключателей

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» в электрических сетях напряжением до 1 кВ предусматривается защита от ненормальных режимов (глава 3.1). В нашем случае в качестве защитных аппаратов используются автоматические выключатели.

Задача расчета защит – определение уставок автоматических выключателей и оценка чувствительности защитных устройств при одно- и двухфазных коротких замыканиях в конце защищаемой зоны.

 Токи срабатывания защит, действующих селективно на отключение сети, выбирают по возможности наименьшими, однако защита не должна срабатывать при кратковременных перегрузках или от пусковых токов электродвигателей.

Прежде, чем рассчитывать защиту автоматическим выключателем необходимо произвести расчет токов коротких замыканий.

Ток однофазного короткого замыкания Iк(1) (А) для любой точки линии 0.38 кВ определяется выражением из[1]

  , (20)

где Uф- фазное напряжение, В; для сети 0,38 кВ принимается равным 220 В;

Z- полное сопротивление фазного провода линии 0,38 кВ от шин

подстанции до места короткого замыкания, Ом.

 Полное сопротивлениеопределяется по следующей формуле

 , (21)

где r- активное сопротивление фазного и нулевого провода, Ом/км; определяется в зависимости от марки и сечения провода или

сечения жил кабеля[1];

- индуктивное сопротивление фазного и нулевого провода Ом/км;

 Активное и индуктивное сопротивление провода для каждой линии определяется по следующей формуле

 r = rуд ⋅ L , (22)

 х = худ ⋅ L , (23)

где rуд – активное удельное сопротивление проводов по [3] составляет 0,625 Ом/км;

xуд – индуктивное удельное сопротивление проводов по [3] составляет 0,3 Ом/км;

L – длина линии до опоры на которой произошло короткое замыкание, км.

Приведем пример расчета сопротивлений для первой линии (Л1)

 r = 0,625 ⋅ 0,505 = 0,316 Ом/км

 x = 0,3 ⋅ 0,505 = 0,151 Ом/км

Определяем величину полного сопротивления для линии (Л1) по формуле 26

 Z = √ 0,316 2 + 0,151 2 = 0,35 Ом/км

Величина однофазного тока короткого замыкания для Л1 определяется по формуле 25

 Iк = 220 = 314,3 А

 2 ⋅ 0,35

Расчет защиты тепловым расцепителем

Тепловой расцепитель защищает сеть от перегрузки. Кроме того, он является резервной защитой для отключения токов короткого замыкания

Номинальный ток теплового расцепителя определяется по формуле

  , (24)

где Iл max – максимальный ток нагрузки линии, А;

Максимальный ток для трехфазной сети вычисляется по формуле

 , (25)

где Pл max – максимальная активная нагрузка линии без учета нагрузки

самого мощного электродвигателя, кВт;

- коэффициент мощности нагрузки линии.

В качестве номинального тока теплового расцепителя принимается ближайшее большее значение из стандартного ряда.

Коэффициент чувствительности защиты к минимальному току однофазного замыкания на нулевой провод в конце защищаемой линии (кч), выполненной с помощью тепловых расцепителей, определяется по следующей формуле

 , (26)

Данные результатов выбора автоматических выключателей приведены в таблице10.

|  |
| --- |
| Таблица 10 – технические данные выбора уставок автоматических выключателей |
|  линия | Маркапровода | Длит.Допуст.ТокПровода А | Расч.Мощн.Линии, кВт | Расч.ТокА | НоминТок уставки т.р.автомата А | коэффициентчувств.защиты | Примеч. |
|  Л1 | 4 А- 50 | 215 | 24,4 | 41,2 | 63 | 4,79 | >3 |
|  Л2 | 4 А- 50 | 215 | 25,8 | 43,6 | 63 | 4,61 | >3 |
| Л3 | 4 А- 50 | 215 | 24,91 | 42,1 | 63 | 3,31 | >3 |
| Л4 | 4 А- 50 | 215 | 24,1 | 40,7 | 63 | 3,34 | >3 |

2.7 Расчет заземляющих устройств на трансформаторных

подстанциях 10/0,4кВ

В проекте принята одна трансформаторная подстанция (КТП 1) мощностью 160 кВ⋅А.

Согласно ПУЭ п.1.7.62 сопротивление заземляющих устройств нейтрали со стороны 0,4 кВ для подстанций такой мощности допускается не более 4 Ом.

При общей длине воздушных линий 10 кВ ( lВ) электрически связанных между собой (30 км в данном проекте см. исходные данные), емкостной ток замыкания на землю может быть определен по следующей формуле

 , (27)

где U – междуфазное напряжение сети, кВ.

Сопротивление заземляющих устройств должно удовлетворять следующему условию

 , (28)

 Где в качестве UР  принимается 125 В, если заземляющее устройство используется одновременно до и выше 1000 В. Сопротивление этих сетей должно быть не более 4 ом.

Для сети 10 кВ, питающей садоводство “Лес” емкостной ток определяется по формуле 20

  0.9 А

Следовательно сопротивление по условию 21 должно быть не более

 138 Ом

Поскольку полученный результат больше допустимой величины (4 ом), то в качестве расчетного принимаем окончательно сопротивление 4 Ом.

В связи с тем, что естественные заземлители в местах расположения подстанции отсутствуют, расчетное сопротивление искусственного заземлителя так – же составляет 4 Ом ( сопротивление заземляющего выпуска из опоры ). Грунт в садоводстве согласно исходным данным суглинок, следовательно, его удельное сопротивление ρ по [5] составляет 200 Ом ⋅ м.

Предлагается сооружение заземлителя с расположением вертикальных электродов в виде трех лучей, направленных вдоль ВЛ 0,4 кВ. Материал, круглая сталь диаметром 20 мм, верхние концы вертикальных стержней погружены в землю на глубину 0,7 м, приварены к горизонтальным электродам из той же стали.

Расчетные удельные сопротивления грунта с учетом повышающих коэффициентов (2,2 для горизонтальных электродов и 1,5 для вертикальных [5]) составляют

 ρрасч.г = 2,2 ⋅ 200 = 440 Ом ⋅ м

 ρрасч.в = 1,5 ⋅ 200 = 300 Ом ⋅ м

Определяем сопротивление растекания одного вертикального электрода диаметром20 мм и длиной 2 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м определяется по следующей формуле

 , (29)

где t – расстояние от уровня земли до середины электрода для нашего случая t = 1,7 м при наших условиях

 Ом

Приняв расстояние между электродами 5 м и считая, что электродов в каждом луче в один ряд, не более 6 штук находим из [6] коэффициент использования вертикальных электродов КИВ = 0,8.

Определяем примерное число вертикальных заземлителей по следующей формуле

  (30)

Коэффициент использования горизонтальных электродов находим из [6]

КИГ = 0,86.сопротивление растекания одного горизонтального электрода определяется по следующей формуле

 , (31)

где t – расстояние от электродов до поверхности земли, м;

lГ  -общая длина горизонтальной части заземляющего устройства.

Уточняем величину сопротивления растекания, которую должен иметь вертикальный электрод

Уточняем число вертикальных электродов

Окончательно принимаем 16 вертикальных электродов, при этом сопротивление заземляющего устройства 3,7 Ом < 4 Ом это означает, что выбранное заземляющее устройство удовлетворяет требованию, изложенному в пункте 1.7.62 ПУЭ.

Заземляющее устройство соединяем сваркой с заземляющим выпуском опоры, что еще более понижает общее сопротивление растекания.

 3 Экономическая часть

3.1 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение в данном проекте предусматривается для двух вариантов электроснабжения садоводства. Первый вариант предусматривает электроснабжение от двух ТП, а второй вариант предусматривает электроснабжение от одной ТП. Эти два варианта необходимо сравнить по приведённым затратам.

Капитальные затраты рассчитываются для каждого варианта отдельно и определяются по следующей формуле

 Кi = KТПi + KЛi , (32)

Где КТПi – стоимость трансформаторной подстанции и её монтажа из [ ], руб;

 КЛi – стоимость воздушной линии 0,38 кВ, справочная величина взятая из [ ], руб.

 К1 = 148000 + 515685 = 663685 руб.

 К2 = 8400 + 541260 = 625260 руб.

Расходы на электроэнергию определяются для каждого варианта отдельно по следующей формуле

 СЭi = А⋅W , (33)

где А – потери мощности воздушной линии трансформатора кВт/год;

W – стоимость электроэнергии составляет 0,27 руб/кВт⋅ч.

Потери мощности включают в себя потери в ВЛ и потери мощности в трансформаторе и определяются по следующей формуле

 А = ΔРс + ΔРхх + ΔРкз , (34)

где ΔРс – потери мощности в сетях ВЛ, кВт;

ΔРхх­ – потери мощности в трансформаторе при холостом ходе, кВт;

ΔРкз – потери мощности в трансформаторе при коротком замыкании, кВт.

 А1 = (6,469 + 1927,2 + 2600)⋅2 = 9060 кВт⋅ч

 А2 = 9,857 + 3591 + 6110 =9711 кВт⋅ч

Расход на электроэнергию определяется по формуле 20

 СЭ1 = 9060 ⋅ 0,27 =2446 руб/год

 СЭ2 = 9711⋅ 0,27 = 2621 руб/год

 Эксплуатационные расходы для каждого варианта отдельно определяются по следующей формуле

 Сi = СЭi + CТоi + СРi , (35)

где CТоi – стоимость технического обслуживания составляет 5% от Кi;

СРi – стоимость ремонта составляет 2% от Кi .

 С1 = 2446 + 33184 + 13273 = 48903 руб/год

 С2 = 2621 + 31263 + 12505 = 46389 руб/год

Приведённые затраты для каждого из вариантов определяются следующим образом

 Зi = Ci + Eн ⋅ Кi , (36)

где Ен –

 З1 = 48903 + 0,15 ⋅ 663685 = 148445 руб/год

 З2 = 46389 + 0,15 ⋅ 625260 = 140781руб/год

Годовая экономическая эффективность определяется следующим образом

 Эг = З1 – З2 , (37)

 Эг = 148455 – 140781 = 7674руб/год

Исходя из результатов расчетов мы видим что по приведенным затратам в данном технико – экономическом сравнении целесообразно принять второй вариант по которому электроснабжение предусматривается от одной ТП.

4 Монтаж воздушных линий напряжением 380/220 В

4.1 Общие положения

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 220 В от одного и того же трансформатора.

Воздушные линии напряжением 380/220 В 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 фонарный 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.

4.2 Монтаж заземления для ВЛ 0,38 кВ

На линиях 380/220 В с глухозаземленной нейтралью кроме заземления нулевого провода на ТП устраивают повторные заземления нулевого провода, заземление арматуры железобетонных опор, а так же устраивают грозозащитные заземления металлических штырей и крюков.

Заземлению подлежат крюки и штыри на опорах для снижения величины потенциалов грозовых перенапряжений в населенных местностях с одноэтажной застройкой на ВЛ, не экранированных высокими деревьями, трубами и т.п. Заземление устраивают на всех опорах, где имеется повторное заземление нулевого провода: на опорах с ответвлениями к вводам в школы, ясли, больницы и другие помещения, где может быть сосредоточенно много людей.

Арматуру железобетонных опор и установленные на них штыри и крюки фазных проводов, кронштейны и корпуса светильников следует заземлять путем механического соединения путем металлического соединения с заземленным нулевым проводом. Повторное заземление нулевого провода устраивается через каждые 250 м, а так же на концах линий и ответвлений длиной более 200 м независимо от материала опор и на вводах в животноводческие и птицеводческие помещения, а так же на опорах с грозозащитным заземлением.

4.3 Механизация строительно-монтажных работ

Строительно-монтажные работы на ВЛ ведутся поточно-скоростным способом специализированными отрядами входящими в механизированную колону.

Все работы на ВЛ выполняются с помощью машин, механизмов,

 приспособлений, которыми оснащена механизированная колонна. Поточное строительство ведется по заранее разработанному графику с применением типовых опор, все детали которых изготовляют на заводах и полигонах железобетонных конструкций.

 Бурение котлованов под промежуточные опоры осуществляют буровыми лопастными или шнековыми механизмами. Шнековые механизмы позволяют вести бурение в гравелистых грунтах, содержащих мелкие валуны. Рытье котлованов под сложные опоры выполняют экскаватором или машинами с большими размерами лопастных буров. Для установки опор должны применяться машины, имеющие грузоподъемность и вылет стрелы, соответствующие весу и длине устанавливаемых опор.

Засыпку котлованов производят выбранным грунтом с уплотнением, обеспечивающим доведение объемного веса до 1,7 т/м3.Уплотнение производят слоями по150 мм и трехкратным трамбованием. Перед закреплением опор в грунт они должны быть выверены. При этом проверяют нахождение опоры в створе линии, вертикальность опоры вдоль и поперек трассы, горизонтальность траверсы и ее перпендикулярность к оси линии.

Раскатку проводов производят при помощи трактора или автомашины с раскаточных тележек, на которых устанавливают три барабана с проводами. Концы проводов закрепляют на концевых опорах. Раскатку следует вести одновременно с трех или двух барабанов. На пяти-проводных участках линий с одной стороны раскатывается три провода, а с другой стороны опор два при обратном ходе раскаточных средств. Скорость раскатки не должна превышать 3 км/ч. Не допускаются резкие перегибы и перекручивание провода, обрезание петель и вытягивание их. Концы проводов для надежного электрического контакта соединяют термитной сваркой. Если соединение провода выполняют в пролете, что допускается для проводов одной и той же марки и сечения, то место натяжения разгружают от тяжения с помощью овального соединителя и петли. Овальные соединители применяют при анкерном креплении проводов и при двойном креплении на промежуточных переходных опорах. Овальные соединители спрессовывают обжимными клещами.

На линиях 380/220 В каждый провод натягивают отдельно с помощью трактора или автомашины. Величины стрел провеса проводов определяют в зависимости от длины пролета и температуры воздуха во время монтажа. При натягивании провода монтажную стрелу провеса регулируют визированием в первом и последнем пролетах анкерного участка. На линиях 6 – 10 кВ натягивают одновременно три провода через уравнительные блоки при помощи трактора или автомашины.

5 Техника безопасности

5.1 Техника безопасности при монтаже воздушных линий

Монтаж воздушных линий связан с подъемом людей и материалов на высоту, и по этому возникает опасность падения, ушибов и ранений.

Как правило, подъем и опускание опор ВЛ производится с помощью механизмов.

Во время опускания нижнего конца опоры в котлован никто из рабочих не должен находится в нем. Оставлять котлованы с незаконченной засыпкой на обеденный перерыв или до следующего дня не допускается.

При сооружении ВЛ в населенных пунктах руководитель работ должен обеспечить охрану сооружаемого объекта; на участке произведения работ никто из посторонних не должен находиться.

Обслуживание механизмов, применяемых на монтаже опор и проводов ВЛ, разрешается только обученным рабочим, прошедшим проверку знаний по эксплуатации механизмов и по безопасности их обслуживания.

Рабочие-монтажники должны быть обучены сигналам, согласно которых регулируется работа подъема и опускания грузов. У монтажника работающего на высоте, рабочий инструмент помещается в карманах монтерского пояса

Во избежание ранения при падении с высоты инструмента или каких либо материалов, запрещается находиться под опорой, люлькой или телескопической вышкой во время работы.

При подъеме на опору тяжелых предметов необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блоки; подъем тяжестей производит рабочий, стоящий на земле, находясь несколько в стороне.

Для защиты рук от ранения при раскате провода необходимо пользоваться брезентовыми рукавицами.

На время работ по монтажу или демонтажу ВЛ большой протяженности отдельные смонтированные участки длиной 3-5 км необходимо заземлять и замыкать накоротко на случай появления в линии наведенного напряжения соседних линий, находящихся в работе, или от грозового облака.

5.2 Монтаж силовых трансформаторов и

 распределительных устройств

При монтаже распределительных устройств, силовых трансформаторов

Работа монтажников обычно связанна с перемещением тяжести на высоту, а также с выполнением ряда слесарных работ. При этом возможны ранения и ушибы.

Подъем деталей весом более 20 кг должен производиться двумя рабочими. При массе конструкций или оборудования выше 50 кг поднимать их следует с помощью блоков лебедки.

При установке различных конструкций закрытых РУ, закрепляемых в стенах, потолках и полях зданий цементным растворам, не следует удалять поддерживающие конструкции до полного затвердевания раствора.

При подъеме на конструкцию разъединителей, отделителей и короткозамыкателей их необходимо установить в положение “включено”, так как в этом положении исключается возможность травмирования ножевыми контактами рубящего типа. Все выключатели, автоматы, электромагнитные приводы и другие, аппараты снабженные возвратным пружинами или механизмами свободного расцепления, следует перемещать в положении “отключено”.

При регулировке выключателей и разъединителей с автоматическими приводами должны быть приняты меры против непредвиденного включения или отключения приводов случайным лицом или самопроизвольно, так как при этом возможны ушибы движущимися частями механизма выключателя рабочего, производящего регулировку. Для этого плавкие вставки предохранителей в цепях управления снимаются. Если в процессе регулировки потребуется включить оперативный ток, то установка вставок предохранителей допускается только после удаления всех людей от привода выключателя.