Қазақстан Республикасының білім және ғылым министрлігі
Министерство образования и науки Республики Казахстан

Солтүстік Қазақстан кәсіптік педагогикалық колледжі
Северо-Казахстанский профессионально-педагогический колледж

Мамандық: « Электрмен қамтамасыздандыру»
Специальность: «Электроснабжение»

ДИПЛОМДЫҚ ЖОБА
ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тақырыбы: «Полтавка ауылында 0,4 кВ электр желілерін қайта құру»

По теме:«Реконструкция электрических сетей 0,4 кВ с.Полтавка»»

_____
(баға)(оценка)

Жобаның жетекшісі:
Руководитель:
Барвинко Е.А
(т.а.ә)(фамилия.и.о.) *(күні)(дата)*

ЭТ-22оқушысы
Студент гр.ЭТ-22
Каланин Р.Я.
(т.а.ә)(фамилия.и.о.) *(күні)(дата)*

Петропавл қ.2023
г.Петропавловск 2023

Содержание

Введение ……..3
1. Задачи сельского электроснабжения ……5
1.1 Качество электрической энергии ……5
1.2 Надежность электроснабжения и средства для повышения ее уровня …...7
2. Расчет электрических нагрузок населенного пункта ……11
3. Проверка соответствия мощности трансформаторовподстанций нагрузке…… 17
4. Определение сечения проводов в сети 0,4 кВ ……...20
4.1 Основные характеристики самонесущего изолированного провода…....20
4.2 Выбор сечения проводов ……..…....22
4.3 Проверка провода по потери напряжения …….……..25
4.4 Определение потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ ……..27
5. Расчет токов короткого замыкания в электрической сети 0,4 кВ……..30
5.1 Общие положения ……....30
5.2 Определение сопротивлений элементов схемы ……..31
6. Выбор и проверка аппаратов защиты……..36
7. Определение конструктивных параметров линий 0,4 кВ……..40
7.1 Определение удельных нагрузок на провода воздушных линий……..40
7.2 Определение механических напряжений в проводах воздушных линий……..42
7.3 Определение максимальной стрелы провеса……....46
7.4 Механический расчет промежуточной опоры……48
8. Надежность электроснабжения ……....52
8.1 Основные понятия надежности электроснабжения……52
8.2 Расчет надежности электроснабжения……..53
9. Расчет экономической эффективности……57
9.1 Капитальные вложения……. …….57
9.2 Годовые эксплуатационные расходы……... 63
9.3 Ущерб от перерыва электроэнергии……. 64
10. Охрана труда и техника безопасности……..… 66
10.1 Защитные меры электробезопасности…… 66
10.2 Расчет контура заземления подстанции……. 68
10.3 Требования техники безопасности при монтаже воздушных линий электропередачи……70
Заключение……72
Список использованной литературы…… ……..73

Введение

Тема дипломной работы «Реконструкция электроснабжения электрических сетей 0,4 кВ с. Полтавка». Находящиеся в Северо-Казахстанской области, район М.Жумабаева.

АО «СЕВКАЗЭНЕРГО» обеспечивает снабжение электроэнергией собственного производства 161 196 потребителей Северо-Казахстанской области, теплом — 70 561 потребителей г. Петропавловска, а также более 5500 промышленных и сельскохозяйственных предприятий региона.

На балансе компании находится 199 подстанций напряжением 35 - 220 кВ; 16 266,49 км воздушных линий напряжением 110/35/10 кВ..

Но, несмотря на значительный производственный потенциал, степень физического и морального износа основных производственных фондов остается весьма внушительной.

Одним из источников обновления основных производственных фондов является Инвестиционная программа. В рамках Инвестиционной программы силами АО «СЕВКАЗЭНЕРГО» выполнены мероприятия по модернизации и реконструкции оборудования.

Инвестиционная программа на 2025 г. разработана для развития сетей, внедрения мероприятий по реконструкции и модернизации оборудования электроустановок, внедрения в производства новой техники и технологий, систем автоматизации и телемеханизации производственных процессов, в том числе внедрения автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Основными целями программы являются: снижение потерь электроэнергии в сетях всех уровней напряжения; обновление морально и физически изношенного оборудования электроустановок и снижение аварийности в сетях; уменьшение прямых затрат, связанных с ремонтно-эксплуатационным обслуживанием оборудования; увеличение объемов продаж электроэнергии; улучшение контроля за электропотреблением с целью достижения 100%-ного сбора средств за потребленную электроэнергию; исключение случаев прямого хищения электроэнергии; снижение ввода ограничений и улучшение адресности подачи электроэнергии платежеспособным потребителям.

Приоритетным направлением вложения инвестиций определены энергообъекты г. Петропавловска, г. Булаево ,где объем электропотребления составляет 55-60% от общего полезного отпуска электроэнергии АО «СЕВКАЗЭНЕРГО» и из года в год динамично увеличивается электропотребление. Так на создание системы АСКУЭ на бытовом уровне отведено в пределах 10 % от общей суммы инвестиций, что обусловлено выполнением этих мероприятий согласно «Программе модернизации жилищно-коммунального хозяйства Республики Казахстан на

2020-2025 годы», утвержденной Постановлением Правительства Республики Казахстан.. Это создается для снижения потерь и за контролем адресной подачи электроэнергии.

В 2020 г. после корректировки Инвестиционной программы в компетентных органах были оставлены пять мероприятий на сумму 499 873 тыс. тенге, из которых одно находится в Северо-Казахстанской области,. Основная доля инвестиций за 2020 г. приходится на внедрение системы АСКУЭ на бытовом уровне. Общая сумма освоения системы АСКУЭ составила 424 639 тыс. тенге. Все средства израсходованы на монтаж оборудования, установку электросчетчиков и создание центра сбора информации. Остальные средства были израсходованы на реконструкцию ТП, воздушных и кабельных линий.

В 2025 г. предусмотрены мероприятия по Северо-Казахстанской и Акмолинской областях на сумму 729352 тыс. тенге:

Проблема электроснабжения сельского хозяйства имеет большое значение. Из-за этого главная задача правильного электроснабжения заключается в том чтобы довести стоимость электроэнергии до минимальной. Следует добиваться этого при соблюдении всех требований, правил и норм и прежде всего необходимого качества электроэнергии, то есть постоянства частоты и напряжения, а также надежности ее подачи.

Главный показатель системы электроснабжения — это надежность подачи электрической энергии. Из-за роста электрификации сельскохозяйственного производства, особенно с созданием в сельском хозяйстве животноводческих комплексов промышленного типа, птицефабрик, тепличных комбинатов и др. всякое отключение — плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное — наносит огромный ущерб потребителю и самой энергетической системе. Поэтому необходимо применять эффективные и экономически целесообразные меры по обеспечению оптимальной надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

1 Задачи сельского электроснабжения

1.1 Качество электрической энергии

Обеспечение требуемого качества энергии, надежность и экономичность электроснабжения — являются главными задачами сельского электроснабжения.

На работу асинхронных двигателей в основном влияет только колебание частоты в пределах нескольких процентов от номинальной. Частота вращения электродвигателей будет снижаться из-за снижения частоты тока, до некоторой степени будет увеличиваться ток и нагрев двигателя. При увеличении частоты все происходит наоборот. Нормальная работа большинства электроприемников и электродвигателей практически не изменяется при незначительных изменениях частоты.

Существует стандарт при котором отклонение частоты тока в нормальном режиме должен быть, в течении суток не менее 95%, не должен превосходить ±0,1 Гц. Но при этом временное отклонение частоты допускается до ±0,2 Гц.

К числу основных задач сельского электроснабжения фактически не относится поддержание частоты тока в нужных пределах. Потому что в первую очередь система сельского электроснабжения обеспечивает распределение энергии, но никак не ее производство.

Поддержание определенного уровня напряжения у потребителей относится к числу главных задач сельского электроснабжения. Сильное влияние на работу потребителей электрической энергии влияет изменение напряжения, особенно которое превышает установленное значение. Осветительные приборы сильно чувствительны к изменению напряжения. На срок службы использования ламп накаливания в большей степени влияет повышение напряжения выше установленного. При понижении напряжения сильно уменьшается световой поток ламп накаливания. Как при повышении так и при понижении напряжения срок службы работы люминесцентных ламп сокращается.

Вращающий момент электродвигателя падает из-за уменьшения напряжения, он пропорционален квадрату напряжения, в некоторой степени уменьшается частота вращения и пусковой момент электродвигателя, также нагрев и ток увеличиваются. Срок службы электродвигателя уменьшается из-за повышенного износа изоляции. Полная остановка нашруженного электродвигателя может произойти из-за сильного снижения напряжения и его вращающего момента, что может привести к изименению технологического процесса электродвигателя. Электродвигатель будет поврежден если не отключить от сети

Понижение мощности электродвигателя сопроваждается уменьшением напряжения. Также при уменьшении напряжения заметно ухудшается работа радиоприемников, холодильников, электронагревательных и других бытовых приборов. Сильное увеличение напряжения вредно влияет на работу бытовых электроприборов, из-за этого уменьшается срок их службы.

У потребителей в соответствии со стандартом есть некоторые нормы при отклонении напряжения. У приемников электроэнергии допускаются нормальные отклонения напряжения в пределах ±5% от установленного в течении не менее 95% времени суток. Самое большое отклонения разрешается в пределах ±10%.

Значения отклонений напряжения которые были приведены выше относятся ко всем потребителям, в том числе на потребителей, которые питаются от сельских электрических сетей.

У потребителей в системе сельского электроснабжения для сохранения требуемого уровня напряжения используются специальные устройства, которые обеспечивают регулировку напряжения, в частности различные сетевые регуляторы, которые включаются последовательно и параллельно в сеть.

Также на работу потребителей оказывают влияние несимметрия напряжений и несинусоидальность формы его кривой. В сельских электрических, где в основном приобладает однофазная нагрузка с напряжением 0,38/0,22 кВ несимметрия напряжений наблюдается в первую очередь. При этом нормальные режимы в этих же сетях часто несимметричны.

Возникновение в системе составляющих обратной и нулевой последовательностей характеризуется несимметрией трехфазной системы. При незначительном значении напряжения обратной последовательности токи обратной последовательности в трехфазных асинхронных электродвигателях могут достичь больших значений. Это приводит к лишнему нагреву и к уменьшению срока службы. Вибрация которая возникает вследствии несимметрии напряжений у электродвигателей, которая снижает их долговечность.

Из-за этого в соответствии со стандартом нормальное значение коэффициента несимметрии напряжений (это соотношение напряжения обратной последовательности основной частоты к максимальному линейному напряжению) допускается в пределах до 2% и в максимально пределе до 4%.

При обеспечении семитричного распределения однофазных приемников по фазам и их включение линейное напряжение более мощных производится для уменьшения влияния несимметрии нагрузок.

Вместо трансформаторов 10/0,4 кВ целесообразно применять трансформаторы у которых схема соединения обмоток «звезда—звезда—нуль» устанавливать трансформаторы у которых схема соединения обмоток «звезда—зигзаг—нуль».

К нагреву асинхронных двигателей, а так же к увеличению потерь мощности и энергии во всех узлах электрических сетей приводит несинусоидальность формы кривой напряжения. На зажимах электроприемников значение коэффициента несинусоидальности напряжения в соответствии со стандартом в продолжительное время разрешается в пределах до 5% и максимально в пределах до 10%.

1.2 Надежность электроснабжения и средства для повышения ее уровня

В связи с серьезными количественными и качественными изменениями сельскохозяйственных потребителей электроэнергии в последние годы сильно выросла актуальность задачи по обеспечению надежного электроснабжения. Сельскохозяйственные предприятия промышленного типа и в большой степени животноводческие комплексы повлияли на актуальность этой задачи.

Все электроприемники делятся на три категории в отношении обеспечения надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ).

К I категории можно отности электроприемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, большой ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования (для сельского хозяйства — болезнь и гибель животных), брак продукции (порчу сельскохозяйственных продуктов), нарушение сложных технологических процессов и т. п.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении этих электроприемников от одного из источников допускается только на время автоматического восстановления питания.

Ко II категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих и механизмов, нарушению нормальной деятельности значительного числа городских и сельских жителей.

Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из них допустимы перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной линии и от одного трансформатора, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта линии или замена повредившегося трансформатора за время не более одних суток[1].

К III категории относятся все остальные электроприемники. Для них электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы в электроснабжении не превышают одни сутки.

К мероприятиям организационно-технического характера можно отнести следующие.

1) Повышение требований к трудовой и производственной дисциплине, а также повышение квалификации персонала и требований к эксплуатационному персоналу.

2) Механизачия ремонтных работ, ремонт линий под напряжением, организация текущих и капитальных ремонтов, профилактических испытаний при последовательной их организации.

В отношении ремонта линий под напряжением можно выделить следующее. В сельских электрических сетях такой вид ремонта практически не применялся. В то же время в сетях других назначений, в том числе напряжением выше 110 кВ, этот вид ремонта используется, так как он приводит к уменьшению перерывов в электроснабжении, в первую очередь при планово-предупредительных, профилактических работах.

Это можно объяснить меньшей эффективностью ремонта под напряжением в сельских распределительных сетях 10 кВ, чем, например, в сетях более высоких напряжений, и недостаточной квалификацией обслуживающего персонала. Однако следует заметить, что в дальнейшем такой ремонт найдет применение и в сельских электрических сетях.

Рациональная организация нахождения и ликвидации повреждений, в том числе совершенствование поиска повреждений, в том числе с использованием специальной аппаратуры; применение специализированного автотранспорта; диспетчеризация, телемеханизация, радиосвязь и др.; механизация работ по восстановлению линий[1].

3) Обеспечение ремонтных материалов и оборудования аварийных запасов. Лишние запасы связаны с определенным омертвлением капиталовложений в них, которые приводят к оптимальному объему этих запасов. К увеличению срока восстановительных работ приводит недостаток этих запасов.

По повышению надежности электроснабжения можно отнести следующие средства мероприятия.

1) Наращивание надежности некоторых составляющих электрических сетей, в том числе изоляторов, опор, различного линейного и подстанционного оборудования, проводов.

2) Уменьшение радиуса действия сетей электроснабжения. Воздушные линии одни из самых повреждаемых элементов системы сельского электроснабжения. Из-за увеличения длины линий примерно пропорционально растет число их повреждений.

3) Использование подземных кабельных сетей. Подземные кабельные линии имеют весомое преимущество перед воздушными линиями. Из-за того что кабельные линии не нужно прокладывать по обочинам

сельскохозяйственных полей севооборотов, их можно прокладывать по наиболее кратчайшему расстоянию что является весомым преимуществом перед воздушными линиями. При этом полностью устраняются помехи сельскохозяйственному производству. Высокая надежность при эксплуатации является главным преимуществом кабельных линий. Повреждения линий от гололеда и сильных ветров полностью исключается в подземных кабельных линиях. Значительно уменьшается количество аварий от атмосферных перенапряжений. При современном уровне эксплуатации увеличивается продолжительность ликвидации аварий на кабельных линиях почти в три раза. Из-за того что в подземных кабельных линиях сложней найти место повреждения и из-за этого приходится проводить работы по вскрытию траншеи.

Кабельные линии 10 кВ благодаря этим преимуществам признаны наиболее перспективным в развитии сельских электрических сетей. Из-за роста выпуска кабеля промышленностью большее число линий будут производиться кабельными, а изолированными проводами будут выполняться воздушные линии 0,38 кВ.

4) Местное и сетевое резервирование.

В основном в разомкнутом виде работаю электрические сети сельского назначения. То есть они обеспечивают одностороннее питание потребителей электроэнергии. Из-за этого можно применять более дешевую аппаратуру при таком режиме(разъединители, выключатели и др.). Так же позволяет облегчить поддержание нужных уровней напряжения на подстанциях и уменьшить потери мощности в сетях. Однако надежность электроснабжения потребителей электрической энергии при таких условиях значительно уменьшится, чем при замкнутом режиме, то есть при двухстороннем питании потребителей электроэнергии. В виде резервного источника питания может быть использована вторая линия – от двухтрансформаторной подстанции либо от другой секции шин двухтрансформаторной подстанции. Это резервирование называется сетевым. В районах с повышенными гололедно-ветровым нагрузками возможно повреждение обеих линий, что приведет к прекращению подачи электроэнергии. Резервная электростанция является более независимым вторым источником.

5) Автоматизация сельских электрических сетей, в том числе усовершенствование релейной защиты, использование автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), автоматического секционирования, устройств автоматизации поиска повреждений, автоматического контроля ненормальных и аварийных режимов, телемеханики[2].

Автоматизация сетей как средство повышения надежности электроснабжения требует относительно меньших затрат при широких возможностях использования в эксплуатируемых сетях без серьезной их реконструкции. При этом одновременно решается и важная социальная задача, связанная с дефицитом кадров. Поэтому автоматизация — одно из основных и наиболее эффективных средств для повышения надежности электроснабжения[2].

2 Расчет электрических нагрузок населенного пункта

В сельских районах по электрическим сетям питаются следующие потребители электроэнергии:

а) жилые дома;

б) школы, магазины, клубы, больницы и другие предприятия которые обслуживают население;

в) производственные потребители колхозов и совхозов (животноводческие фермы, зерноочистительные пункты, теплицы, хранилища сельскохозяйственной продукции, мельницы, гаражи, котельные и т.п.);

г) предприятия хлебоприемные пункты, агропромышленного комплекса, предприятия по переработке сельскохозяйственной продукции;

д) прочие потребители, в том числе могут быть промышленные предприятия и др.

Крупные предприятия по производству сельскохозяйственной продукции на промышленной основе тепличные комбинаты, птицефабрики, животноводческие комплексы должны быть выделены в отдельную группу.

Схемы их электроснабжения отличаются от типовых схем в районах рассредоточенной сельскохозяйственной нагрузки и приближаются к соответствующим схемам для промышленных предприятий.

Необходимо знать нагрузки отдельных электроприемников и их групп для реконструкции электрических сетей, для определения достаточности мощности трансформаторов и сечения линий.

Электрическая нагрузка в сельском хозяйстве, как и в других отраслях народного хозяйства, — это величина которая непрерывно изменяется: одни потребители включаются, другие потребители отключаются.

Показатели электрической нагрузки определяют по нормативам для наиболее распространенных в сельском хозяйстве электроприемников. При определении нагрузок и проектировании типовых проектов, данные по которым отсутствуют в типовой методике, используют реальные графики электрической нагрузки.

Реконструкции подлежат электрические сети 0,4 кВ с. Полтавка, районов питающие потребителей. Данные КТП получают питание от ячейки КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”.

Подсчет электрических нагрузок по электрифицируемому населенному пункту ведется в следующем порядке:

- Выявляются все потребители, подлежащие электрификации в данном населенном пункте, характер и назначение помещений и других освещаемых площадей.

Нагрузками являются жилые дома, продуктовые магазины и магазины промтоваров.

- Определяются установленные мощности потребителей, входящих в данный населенный пункт.

Для распространенных в сельском хозяйстве электроприемников основные показатели нагрузки определены на основе многолетних экспериментальных исследований, которые приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Мощности электрических нагрузок

Наименование объекта	Дневной максимум		Вечерний максимум		Категория надежности
	$P_д$, кВт	$Q_д$, кВар	$P_в$, кВт	$Q_в$, кВар	
Сельский жилой дом	2,0	0,72	5,0	1,45	Все объекты населенного пункта имеют 3 категорию надежности
Магазин продовольственный	10	5	10	5	
Магазин промтоварный	3	0	3	0	
Школа	10	9	5	4	
МТМ	25	18	5	2	
Зерноток	30	18	10	5	
Больница	15	8	10	5	

Схема присоединения нагрузок к КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” приведена на рисунке 2.1.

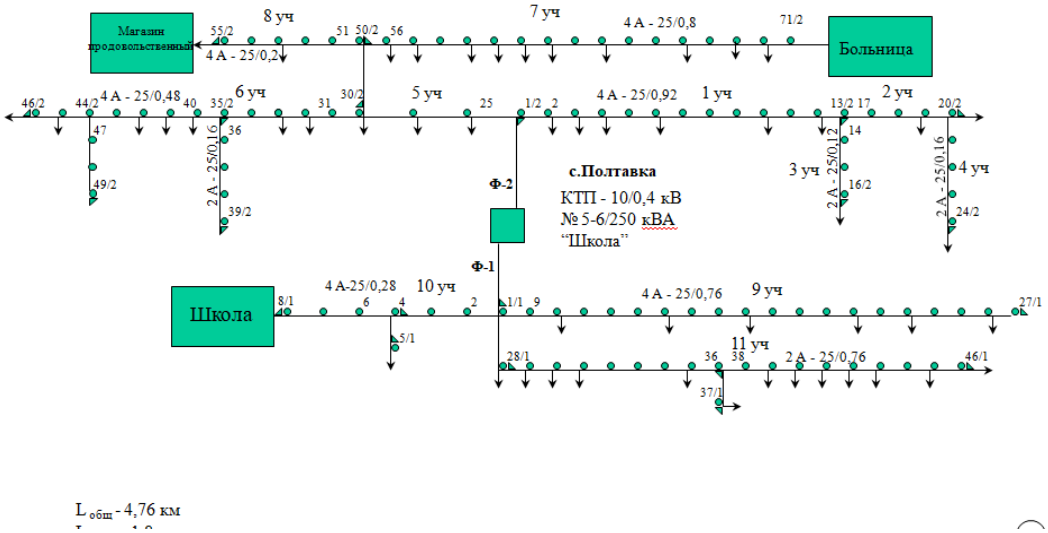


Рисунок 2.1. Схема присоединения нагрузок к КТП - 10/0,4 кВ № 5-6/250 кВА “Школа”

Для определения нагрузок в различных точках системы электроснабжения сельского хозяйства рассчитываются нагрузки на вводах отдельных потребителей.

Расчет нагрузки, которая потребляется жилыми домами, рассчитывается методом коэффициента одновременности по формулам [3],

$$P_{\Sigma} = k_0 \cdot n \cdot P, \qquad (2.1)$$

где n - количество домов;
$к_о$ – коэффициент одновременности;
P – активная мощность одного жилого дома, кВт;

$$Q_{\Sigma} = k_0 \cdot n \cdot Q, \qquad (2.2)$$

где n - количество домов;
$к_о$ – коэффициент одновременности;
Q – реактивная мощность жилого одного дома, кВар.

Для определения расчетных нагрузок на участках сети составляется таблица 2.2 исходных данных, в которых указаны номера участков, количество потребителей

Если разнородные нагрузки отличаются по величине более чем в 4 раза, то их суммирование ведется методом надбавок по формулам:

$$P_p = P_{\max} + \Delta P_i, \qquad (2.3)$$

где $P_{\max}$ – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВт;
ΔP_i – надбавки от i-х нагрузок, кВт;

$$Q_p = Q_{\max} + \Delta Q_i, \qquad (2.4)$$

где $Q_{\max}$ – наибольшие из суммируемых нагрузок, кВар;
ΔQ_i – надбавки от i-х нагрузок, кВар.

На 1 участке однородная нагрузка (жилые дома) дневного и вечернего максимума определяется по формуле (2.1):

$P_д$=0,55х6х2,0=6,6кВт; $Q_д$=0,55х6х0,72=2,37 кВар;

$P_в$=0,53х6х5,0=15,9кВт; $Q_в$=0,53х6х1,45=4,61 кВар.

Аналогично рассчитываются нагрузки на вводах жилых домов с учетом коэффициента одновременности.

Разнородные нагрузки суммируются методом надбавок. На участке 7 суммируются жилые дома (однородная нагрузка) и больница.

$P_д$=0,44x10x2,0=8,8 кВт; $Q_д$=0,44x10x0,72=3,16 кВар;

$P_в$=0,42x10x5,0=21 кВт; $Q_в$=0,42x10x1,45=6,09 кВар;

$P_{д(р.н.)}$=15+9,2=24,2 кВт; $Q_{д\ (р.н.)}$=8+4,8=12,8 кВар;

$P_{в(р.н.)}$=10+6=16 кВт; $Q_{в(р.н.)}$=5+3=8 кВар.

Аналогично рассчитываются дневные и вечерние максимумы для участков2, 3, 4, 5, 6 … 11, данные заносятся в таблицу 2.2.

Нагрузками КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” являются жилые дома, магазин, зерноток, МТМ и освещение улиц.

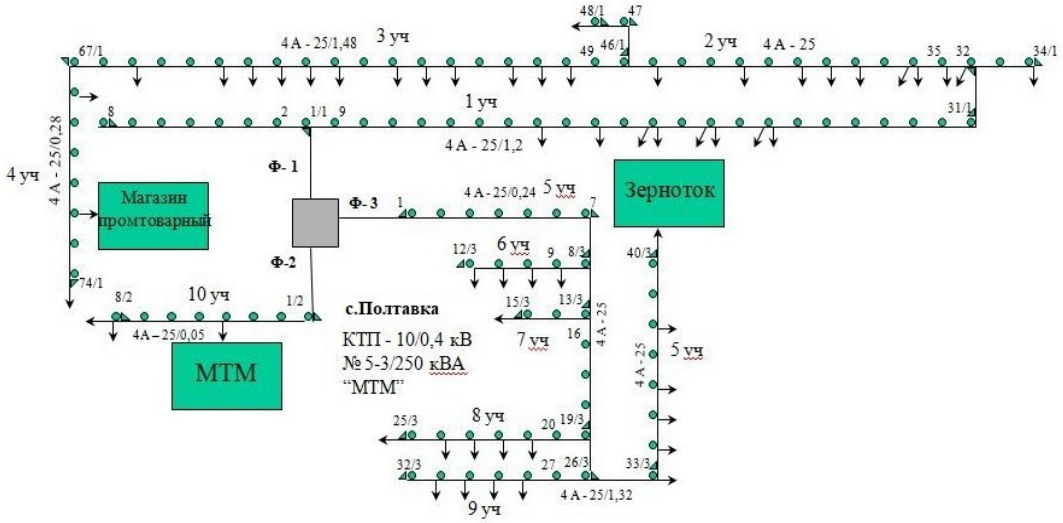


Рисунок 2.2. КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”

Нагрузки рассчитываются аналогично, данные заносятся в таблицу 2.2

Таблица 2.2

Расчет электрических нагрузок

Номер участка	Кол-во потребит.	Начало участка	Конец участка	$P_д$, кВт	$Q_д$, кВар	$P_в$, кВт	$Q_в$, кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”							
1	6	1/2	13/2	6,6	2,37	15,9	4,61
2	2	13/2	20/2	2,64	0,95	6,4	1,85
3	1	13/2	15/2	1,52	0,54	3,75	1,08
4	1	20/2	24/2	1,52	0,54	3,75	1,08
5	3	1/2	30/2	3,96	1,42	9,75	2,82
6	7	30/2	35/2	6,86	2,46	15,45	4,77
7	10	50/2	71/2	24,2	12,8	16	8

8	1	50/2	55/2	16	8	16	8
9	6	1/1	27/1	6,6	2,37	15,9	4,61
10	1	1/1	8/1	16	14,4	8	6,4
11	12	28/1	46/1	10,56	3,8	25,2	7,3
Итого							
Фидер 1	20	1/1	46/1	63,3	20,57	49,1	18,31
Фидер2	33	1/2	75/2	32,9	29,08	120	56,71
Мощность КТП - 10/0,4 кВ № 5-6/160 кВА “Школа”				96,2	49,65	169,1	75,02
КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”							
1	8	1/1	31/1	7,84	2,8	18,8	5,45
2	11	34/1	48/1	9,6	3,4	16	8
3	12	36/1	67/1	10,56	3,8	25,2	7,3
4	3	67/1	74/1	4,8	0	4,8	0
5	6	1/3	40/3	5,5	1,98	13,25	3,84
6	4	8/3	12/3	4,4	1,58	10,6	3,07
7	1	13/3	15/3	1,52	0,54	3,75	1,08
8	4	19/3	25/3	4,4	1,58	10,6	3,07
9	4	26/3	32/3	4,4	1,58	10,6	3,07
10	3	1/2	8/2	16	14,4	8	6,4
Итого							
Фидер 1	35	1/1	74/1	72,2	36,2	64,8	20,75
Фидер 2	3	1/2	8/2	16	14,4	8	6,4
Фидер 3	18	1/3	40/3	20,22	7,26	48,8	14,13
Мощность КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”				108,42	57,86	121,6	41,28

Для освещения улицы в темное время суток необходимо принять тип светильников и тип источника света, а также высоту подвеса. Согласно рекомендациям руководящих материалов выбирается удельная мощность уличного освещения.

Мощность, уличного освещения определяется по формуле:

$$P_{уо} = P_{уд} \cdot L \ ,$$
$$Q_{уо} = P_{уо} \cdot tg\phi \ ,$$

где $P_{уд}$ – удельная мощность уличного освещения, Вт/м;

L – длина улицы, м.

Освещению подлежат участки с 1 по 11 от КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, длиной 4,76 км.

Из норм нагрузок уличного освещения для поселковых улиц с покрытием простейшего типа, при ширине проезжей части 5-7 м удельную мощность установки выбираем 7,0 Вт/м [3].

Мощность уличного освещения:

$$P_{КТП\ №\ 5\text{-}6/250}=7{,}0x4{,}76x10^3=33{,}3кВт,$$
$$Q_{КТП\ №\ 5\text{-}6/250}=33{,}3x0{,}33=10{,}9\ кВар.$$

Полная активная и реактивная мощности КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” с учетом наружного освещения составляет:

$$P_{КТП\ №5\text{-}6/250}=169{,}1+33{,}3=202{,}4\ кВт,$$
$$Q_{КТП\ №5\text{-}6/250}=75{,}02+10{,}9=85{,}92\ кВар.$$

Полная расчетная мощность:

$$S=\sqrt{P^2+Q^2}, \qquad (2.4)$$
$$S=\sqrt{202{,}4^2+85{,}92^2}=219{,}8\,кВА.$$

Мощность уличного освещения для КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”:

$$P_{КТП№5\text{-}3/250}=8{,}0x4{,}52x10^3=36кВт,$$
$$Q_{КТП№5\text{-}3/250}=36x0{,}33=11{,}8\ кВар.$$

Расчетная мощность КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” с учетом наружного освещения составляет:

$$P_{КТП№5\text{-}3/250}=121{,}6+36=157{,}6\ кВт,$$
$$Q_{в.рКТП№5\text{-}3/250}=41{,}28+11{,}8=53{,}08\ кВар.$$

Полная расчетная мощность КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” по формуле (2.4):

$$S=\sqrt{157{,}6^2+53{,}08^2}=166{,}2\,кВА.$$

По полученной расчетной мощности нагрузок на головном участке линии определяют мощность трансформаторной подстанции 10/04 кВ.

Стандартная мощность трансформатора выбирается по экономическим интервалам, приведенным в таблице 8.2 [4] для смешанной нагрузки с преобладанием коммунально-бытовых потребителей.

Кроме расчетной нагрузки необходимо учесть потери мощности в ВЛ 0,38 кВ – 8%. С учетом этого полная загрузка трансформатора КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$S_p=219{,}8\left(1+0{,}08\right)=237{,}3\,кВА.$$

КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”:

$$S_p = 166{,}2\left(1 + 0{,}08\right) = 179{,}4\,кВА\,.$$

3 Проверка соответствия мощности трансформаторов подстанций нагрузке

При выборе мощности трансформаторов необходимо исходить из экономической нагрузки, допустимой перегрузки, числа часов использования максимума нагрузки, темпов роста нагрузки, расчетной нагрузки.

К третьей категории относится электроснабжение села «Полтавка», поэтому при условии, что перерывы в электроснабжении которые необходимы для ремонта и замены неисправного оборудования не будет превышать одних суток, может выполняться от одного источника питания.

Выбор номинальной мощности трансформаторов является важным и ответственным элементом проектирования подстанции. При выборе числа и номинальной мощности трансформатора нужно стремиться к установке действительно необходимого и обоснованного их числа и мощности, обеспечивающих надежное электроснабжение потребителей при соблюдении принципа экономической целесообразности и, в частности, эффективного использования установленной трансформаторной мощности.

Произведем выбор и проверку мощности трансформаторов, установленных на КТП, по интервалам роста нагрузок.

Расчётная нагрузка с учётом перспективы развития вычисляется по формуле:

$$S_p = к_p \cdot S_{\sum}\,, \qquad (3.1)$$

где $к_p$ – коэффициент роста нагрузок [4, страница 75],

S_{Σ} – суммарная нагрузка на шинах 0,4 В трансформатора.

Мощность выбираемого трансформатора выбирается по интервалам роста нагрузок для трансформаторов [6, страница 87], исходя из условия:

$$S_{э.н} \le S_p \le S_{э.в}\,, \qquad (3.2)$$

где $S_{э.н}$ – нижний экономический интервал;

$S_{э.в}$ – верхний экономический интервал.

Выбранный трансформатор проверяется по коэффициенту систематических перегрузок [4]:

$$к_{с.п} = \frac{S_p}{S_{тр}}. \qquad (3.3)$$

Исходя из определенных в разделе 2 нагрузок на шинах КТП - 10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”, проверим применимость существующих трансформаторов ТМ 250-10/0,4 кВ и ТМ 250-10/0,4 кВ.

Проверка мощности трансформатора на КТП - 10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа”.

Общая полная расчетная нагрузка КТП - 10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа” с учетом перспективы развития на 7 лет для нагрузки с коммунально-бытовыми потребителями $к_р$=1,3, согласно (3.1) равна:

$$S_{КТП№5\text{-}6/250}=1,3\cdot 237,3=308,4 \text{ кВА}.$$

По интервалам роста нагрузок (3.2) из табличных данных [4, таблица 24], определяем мощность трансформатора:

$$225 \le 308,4 \le 350.$$

данный интервал соответствует трансформатору мощностью 250 кВА.

Оставляем на КТП - 10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа” существующий трансформатор мощностью 250кВА.

Коэффициент систематических перегрузок трансформатора, для коммунально – бытовой нагрузки и среднесуточной температуре в зимний период минус 10 ºС, составляет $К_{с.п.доп}$=1,4 [4, таблица 26].

Определяем $К_{с.п}$ для трансформатора на КТП - 10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа”(3.3) и сравним его с допустимым значением:

$$К_{с.п}=308,4/250=1,23.$$

Полученное значение $К_{с.п}$=1,23 меньше допустимого $К_{с.п.доп}$=1,4.

Мощности трансформатора на КТП-10/0,4 кВ№5-6/250 кВА “Школа”достаточно с учетом роста нагрузок и возможной систематической перегрузки.

Проверка мощности трансформатора на КТП№-203.

Общая полная расчетная нагрузка КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” с учетом перспективы развития на 7 лет для нагрузки с коммунально-бытовыми потребителями $к_р$=1,3, согласно (3.1) равна:

$$S_{КТП№5\text{-}3/250}=1,3\cdot 179,4=233,2 \text{ кВА}.$$

Оставляем на КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” существующий трансформатор мощностью 250кВА.

Коэффициент систематических перегрузок трансформатора, для коммунально – бытовой нагрузки и среднесуточной температуре в зимний период минус 10 ºС, составляет $K_{с.н.доп}$=1,4 [3, таблица 26].

Определим $K_{с.н}$ для трансформатора на КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” по (3.3) и сравним его с допустимым значением:

$$K_{с.н}=233,2/250=0,56.$$

Полученное значение $K_{с.н}$=0,93 меньше допустимого $K_{с.н.доп}$=1,4.

Мощности трансформатора на КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” достаточно с учетом роста нагрузок и возможной систематической перегрузки.

Таблица 3.1

Каталожные данные трехфазных двухобмоточных трансформаторов

Тип	Номинальная мощность, кВА	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		Напряжение к.з. %	Ток х.х., %	Схема соединений
		В.Н.	Н.Н.	$P_{хх}$	$P_{к.з.}$			
ТМ-250	250	10	0,4	1,050	3,70	4,5	2,3	У/ $У_н$-11
ТМ-250	250	10	0,4	1,050	3,70	4,5	2,3	У/ $У_н$-11

Для электроснабжения сел широко используются комплектные трансформаторные подстанции (КТП) и распредустройства (КРУ), которые поставляются в собранном на заводе или полностью готовом для сборки виде. Комплектные распредустройства обычно состоят из блоков или закрытых шкафов, в которые встроена необходимая аппаратура, устройства защиты и автоматики. Устройства обеспечивающие сокращение объемов и сроков проектирования и строительно-монтажных работ, экономию трудовых ресурсов, увеличение надежности работы и безопасности обслуживания это комплектные трансформаторные подстанции а распредустройства.

4 Определение сечения проводов в сети 0,4 кВ

4.1 Основные характеристики самонесущего изолированного провода

Обновление и модернизация сетей - приоритетная задача при выполнении энергетиками главного обязательства перед потребителями: качественного обеспечения электрической энергией.

Согласно ПУЭ РК [4, п.2.4.14] «для вновь сооружаемых и реконструируемых ВЛ рекомендуется применять самонесущие изолированные провода». Применение самонесущих изолированных проводов (СИП) и защищенных (ПЗВ) проводов при сооружении воздушных изолированных линий (ВЛИ) и воздушных защищенных линий (ВЗ) позволяет в значительно повысить надежность и экономичность электроснабжения потребителей и сократить потери электроэнергии.

Очевидные преимущества самонесущих кабелей и проводов с изоляцией – это экономическая эффективность их применения. Самонесущие изолированные провода и кабели значительно практичнее по сравнению с голым проводом при интенсивных и регулярных гололедно-ветровых воздействиях. Кроме этого, изоляция провода и кабеля позволяют уменьшить ширину просеки в лесных массивах, а значит, возникает меньше вопросов у представителей лесного хозяйства. Высокие изоляционные показатели сводят к минимуму вероятность отключения линий. Ко всему прочему, такой провод и кабель не вызывает большого интереса у охотников за цветным металлом – его не только сложнее украсть, но и реализовать, что также немаловажно. Эксплуатация СИП играет далеко не последнюю роль в снижении потерь напряжения и технических потерь электрической энергии.

Учитывая высокую эффективность СИП - самонесущих изолированных проводов и кабелей на ВЛ 0,4 кВ, в главе 2.4 ПУЭ изменены требования к применяемым проводам. При проектировании нового строительства и реконструкции линий следует отдавать предпочтение СИП - самонесущим изолированным проводам и кабелям.

Скрученные токопроводящие алюминиевые жилы, которые покрытые изоляцией из светостабилизированного полиэтилена внешне представляет собой СИП. Каждая из жил имеет круглую форму и скручена из проволок алюминиевого сплава (их количество зависит от сечения самого СИПа), уплотнённая.

Основные преимущества самонесущих изолированных проводов:

1) бесперебойное обеспечение электроэнергией потребителей и высокая надежность.

2) Уменьшение эксплуатационных расходов за счет исключения систематической расчистки трасс, замены поврежденных изоляторов.

3) Уменьшение энергопотерь в линии вследствие уменьшения реактивного сопротивления (0,1 Ом/км по сравнению с 0,35 Ом/км для неизолированных проводов).

4) Возможность совместной подвески на опорах проводов с разным уровнем напряжения и с телефонными линиями.

5) Простота монтажа и ремонта, особенно при работах под напряжением.

6) Уменьшение объемов аварийно-восстановительных работ.

7) Незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов.

8) Возможность сооружения линий электропередач без вырубки просек.

9) Возможность монтажа линий электропередач по фасадам зданий, что может исключить установку части опор, которые загромождают тротуары, и улучшить общую эстетику в городских условиях.

10) Исключение опасности возникновения пожаров в случае обрыва проводов на землю.

11) Исключение возможности короткого замыкания между фазными проводами или на землю.

12) Высокая безопасность обслуживания и отсутствие риска поражения при касании фазных проводов, находящихся под напряжением.

13) Безопасность работ вблизи линий электропередач.

14) Уменьшение вероятности хищения электроэнергии и разрушения.

Различие в марках СИП заключается в их конструктивном исполнении: СИП 1 – имеет наличие неизолированной несущей жилы; СИП 2 – имтеет наличие изолированной несущей нейтрали; СИП 3 – это высоковольтные самонесущие изолированные провода на напряжение до 20 кВ; СИП 4, СИП 5 – не имеют нулевой несущей жилы.

СИП 1 - самонесущий провод с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, который имеет изоляцию из светостабилизированного термопластичного полиэтилена, с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава.

СИП 1А - самонесущий провод с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, с имеющейся изоляцией из светостабилизированного термопластичного полиэтилена, с нулевой несущей жилой, изолированной светостабилизированным термопластичным полиэтиленом.

СИП 2 - самонесущий провод с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, имеющий изоляцию из светостабилизированного

сшитого полиэтилена, с нулевой несущей неизолированной жилой из алюминиевого сплава[5].

СИП 2А - самонесущий провод с алюминиевыми фазными токопроводящими жилами, имеющий изоляцию из светостабилизированного сшитого полиэтилена, с несущей жилой из алюминиевого сплава, изолированной светостабилизированным сшитым полиэтиленом.

СИП-3 - это одножильный самонесущий изолированный провод. Жила выполнена из алюминиевого сплава высокой прочности или из сталеалюминия. Высоковольтные самонесущие изолированные провода рассчитаны на рабочее напряжение до 20 кВ и предназначены для воздушных линий электропередачи[5].

Его изоляция выполнена из силанольно-сшитого полиэтилена. Температурные характеристики такой изоляции - 90˚С в долговременном режиме, 130˚С в режиме длительной перегрузки (до 8 часов в сутки) и 250˚С в режиме токов короткого замыкания.

СИП 4 - провод не имеющий несущего троса, в котором все 4 провода имеют равное сечение. Все 4 жилы имеют изоляционный покров из термопластичного светостабилизированного полиэтилена (отдельная несущая жила в конструкции отсутствует). Крепление такого провода осуществляется в анкерных и в поддерживающих зажимах сразу за все 4 провода, поэтому суммарная разрывная прочность и суммарная допустимая нагрузка в этом проводе больше, чем в несущем тросе проводов СИП 1А и СИП 2А того же сечения.

СИП-5. Все жилы имеют изоляционный покров из сшитого светостабилизированного полиэтилена (отдельная несущая жила в конструкции отсутствует)

4.2 Выбор сечения проводов

Согласно ПУЭ РК проводники любого назначения должны удовлетворять требованиям в отношении предельно допустимого нагрева с учетом не только нормальных, но и послеаварийных режимов, в том числе режимов в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями, секциями шин и т.п. При проверке проводника на нагрев принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети [2].

Максимальную величину тока в фазе в нормальном режиме определяем по формуле 4.1:

$$I_{р.ф.} = \frac{P_{\text{Pi}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_н \cdot \cos\phi}, \qquad (4.1)$$

где *Ppi* – расчетная нагрузка участка линии;

$U_н$ – номинальное напряжение.

$$I_{КТП\ №5-6/250} = \frac{15{,}9 * 10^3}{\sqrt{3} * 380 * 0{,}92} = 21{,}8\ A.$$

Аналогично рассчитан ток остальных участков, данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Определение максимального тока

Номер участка	Расчетная нагрузка участка, Ppi, кВт	Максимальная величина тока в фазе, $I_{р.ф}$, А
1	2	3
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”		
1	15,9	21,8
2	6,4	10,5
3	3,75	6,1
4	3,75	6,1
5	9,75	16,1
6	15,45	25,5
7	16	26,4
8	16	26,4
9	15,9	26,2
10	8	13,2
11	25,2	41,6
КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”		
1	18,8	31
2	16	26,4
3	25,2	42,1
4	4,8	7,9
5	13,25	21,8
6	10,6	17,5
7	3,75	6,1
8	10,6	17,5
9	10,6	17,5
10	8	13,2

Применим при реконструкции сети провод СИП-4х50.

Выбранное сечение провода проходит по длительному допустимому току, т.к к *Ідл.доп* ≥ Iр.ф, где *Ідл.доп* – длительно допустимая токовая нагрузка на провод выбранного сечения, для СИП4-4х50 $I_д$=195 А.

Уличное освещение должно включатся автоматически следовательно, вдоль каждой линии будем прокладывать еще один провод уличного освещения сечением 25 мм^2.

Сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение *S*, $мм^2$, определяется из соотношения:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \qquad (4.2)$$

где I_p – расчётный ток участка сети, А,

$j_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, $А/мм^2$ для заданных условий работы, выбираемое по таблице 1.3.36 [1].

Проверим сечения проводников по экономической плотности тока для всех участков сети 0,38 кВ ГКТП№-202 и КТП№-203 для ранее рассчитанных длительных допустимых токов. Нормированное значение экономической плотности тока, для заданных условий работы, $j_{эк}$ =1,9 $А/мм^2$ [2, таблица 1.3.36]:

$$F_{КТП\,№5\text{-}6/250} = \frac{21{,}8}{1{,}9} = 11{,}47\ А/мм^2.$$

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток принимается для нормального режима работы, т.е. увеличение тока в послеаварийных и ремонтных режимах сети не учитывается.

Аналогично проверяем сечение провода по экономической плотности тока остальных участков. Расчетные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2

Проверка сечения провода по экономической плотности тока

Номер участка	Максимальная величина тока в фазе, $I_{р.ф}$, А	Сечение провода, $мм^2$
1	2	3
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”		
1	21,8	11,4
2	10,5	5,5
3	6,1	3,8
4	6,1	3,8
5	16,1	8,5
6	25,5	13,4
7	26,4	13,9

8	26,4	13,9
9	26,2	13,8
10	13,2	6,9
11	41,6	21,8

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”		
1	31	16,3
2	26,4	13,9
3	42,1	22,1
4	7,9	4,1
5	21,8	10,9
6	17,5	9,2
7	6,1	3,2
8	17,5	9,2
9	8	13
10	13,2	6,9

Сечения проводников проходит по экономической плотности тока.

4.3 Проверка провода по потере напряжения

Выбранное сечение следует проверить на допустимую потерю напряжения.

Так как реактивное сопротивление провода СИП на порядок ниже активного, при определении потери напряжения в линии можно пренебрегать реактивной составляющей и учитывать только активную.

Расчет сети по потере напряжения без учета индуктивного сопротивления [7, формула 8.22]:

$$\Delta U_{i\%} = \frac{10^5}{U^2_н} \frac{\gamma \sum P_i l_i}{F}, \qquad (4.3)$$

где $\Delta U_{i\%}$ - потери напряжения на *i*-м участке, %

ℓ_i - длина линии участка, км.

Максимальная допустимая потеря напряжения в ВЛ 0,38 кВ - 8%; во внутренней электропроводке: в жилых домах одноэтажных - 1%, [8, п.2.19].

Расчет сети по потере напряжения произведем по формуле (4.3).

С учетом $U_н$=380 В и γ=31,7 (Ом·мм^2)/км для алюминия, выражение (4.3) можно упростить:

$$const = \frac{10^5 \cdot \gamma}{U^2 н \cdot F} = \frac{10^5 \cdot 31,7}{380^2 \cdot 50} = 0,44,$$

$$\Delta U_{i\%} = 0,44 \cdot P_i \cdot l_i.$$

Падение напряжения на участке 1 КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$\Delta U_{1\%} = 0,44 * 15,9 * 0,48 = 3,3\%.$$

Падение напряжения от источника питания для участка 3 КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$\Delta U_{2\% КТП\ Школа} = \Delta U_{2\%} + \Delta U_{1\%} = 3,3 + 0,9 = 2,4\%.$$

Аналогично рассчитываем падение напряжения для остальных участков.

Таблица 4.3

Потери напряжения в сетях 0,38 кВ

Номер расчетн участка	Расчетная мощность, кВт	Длина участка км	Сечение провода, мм^2	Потери напряжения	
				На расчетном участке, %	От источника питания, %
1	2	3	4	5	6
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”					
1	15,9	0,48	50	3,3	3,3
2	6,4	0,16	50	0,4	3,7
3	3,75	0,12	50	0,1	3,4
4	3,75	0,16	50	0,2	3,6
5	9,75	0,2	50	0,8	0,8
6	15,45	0,48	50	3,2	4
7	16	0,8	50	5,6	6,4
8	16	0,2	50	1,4	2,2
9	15,9	0,76	50	5,3	5,3
10	8	0,28	50	0,9	0,9
11	25,2	0,72	50	7,9	7,9
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”					

1	18,8	0,36	50	1,9	1,9
2	16	0,4	50	1,7	3,7
3	25,2	0,38	50	2,5	6,2
4	4,8	0,28	50	0,5	6,7
5	13,25	0,8	50	4,6	4,6

Продолжение таблицы 4.3

6	10,6	0,08	50	0,3	0,3
7	3,75	0,8	50	1,3	1,3
8	10,6	0,24	50	1,1	1,1
9	10,6	0.24	50	1,1	1,1
10	8	0,28	50	0,9	0,9

Падение напряжения на участках сети находится в допустимых пределах.

4.4 Определение потерь мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P_{i-j} = 3 I_{(i-j)\max} \cdot \Delta U_{i-j}, \quad (4.4)$$

где I_{i-j} – расчётный ток участка, А;
ΔU_{i-j} величина потерь напряжения на участке, В.
Расчетное значение тока на участке определяется по формуле 4.1
Потери напряжения на участке определяются по формуле:

$$\Delta U_{i-j} = \frac{\Delta U_{i-j}\%}{100} \cdot U_{ном}, \quad (4.5)$$

где ΔU_{i-j} – потери напряжения на соответствующем участке, выраженные в процентах и определенные ранее в таблице 4.3
Подставив формулы (4.1) и (4.5) в формулу (4.4) получим:

$$\Delta P_{i-j} = \frac{\sqrt{3}}{100 \cdot \cos\phi} \cdot P_{pi} \cdot \Delta U_{i-j}\%,$$

где $k = \frac{\sqrt{3}}{100 \cdot \cos\phi}$, т.к $cos\varphi$=0,92, поэтому в расчетах $к$=0,019.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W_{i-j} = \Delta P_{i-j} \cdot T_{Mi-j}, \qquad (4.6)$$

где $T_{Mi\text{-}j}$ – годовое число использования максимума, зависящее от расчетной нагрузки и в общем случае различен для разных участков схемы, час.

Определяем $T_{Mi\text{-}j}$ по таблице 10 [4]. Для коммунально – бытовой нагрузки при P до 10 кВт $T_{Mi\text{-}j}$ = 900, при P от 10 до 20 кВт $T_{Mi\text{-}j}$ = 1200, при P от 20 до 50 кВт $T_{Mi\text{-}j}$ = 1600.

Определяем потери мощности для участка 1 КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$\Delta P = 0{,}019 \cdot 15{,}9 \cdot 3{,}3 = 0{,}21\,кВт.$$

По формуле (4.6) определяем потери энергии на 1 участке КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$\Delta W = 0{,}21 \cdot 900 = 189\,кВт \cdot ч / год.$$

Расчет потерь мощности и энергии для остальных участков проводим аналогично, данные заносим в таблицу 4.4.

Таблица 4.4

Потери мощности и энергии в сети 0,4 кВ

Участок сети	Расч.max P_{pi} (кВт)	ΔU_i на расчетн. участке,%	Потери мощности ΔP, кВт	$T_м$, час	Годовые потери эл.энергии ΔW,кВтч
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”					
1	2	3	4	5	6
1	15,9	3,3	0,21	1200	189
2	6,4	0,4	0,048	900	43,2
3	3,75	0,1	0,007	900	6,3
4	3,75	0,2	0,014	900	12,6
5	9,75	0,8	0,14	900	126
6	15,45	3,2	0,93	1200	837
7	16	5,6	1,7	1200	1530
8	16	1,4	0,42	1200	378

9	15,9	5,3	1,6	1200	1440
10	8	0,9	0,13	900	117
11	25,2	7,9	3,78	1200	3402
$\Sigma\Delta P_i$ = 8,97кВт			$\Sigma\Delta W_i$ = 8081 кВт·ч		

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”					
1	18,8	1,9	0,6	1200	720
2	16	1,7	0,5	900	450
3	25,2	2,5	1,1	1200	1320
4	4,8	0,5	0,04	900	36
5	13,25	4,6	1,1	1200	1320
6	10,6	0,3	0,06	900	54
7	3,75	1,3	0,09	1500	135
8	10,6	1,1	0,22	900	198
9	10,6	1,1	0,22	900	198
10	8	0,9	0,13	1300	169
$\Sigma\Delta P_i$ = 4,06 кВт			$\Sigma\Delta W_i$ = 4500 кВт·ч		

Потери мощности и энергии, теряемые в линиях 0,4 кВт, в процентах от потребляемой вычисляется по формуле 4.7, 4.8 для КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”:

$$\Delta P\,\% = \frac{\sum \Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\,\% = \frac{8{,}97}{169{,}1} \cdot 100\,\% \approx 5\,\%, \qquad (4.7)$$

$$\Delta W\,\% = \frac{\sum \Delta W}{P_{отп} \cdot T_м} \cdot 100\,\% = \frac{8081}{169{,}1 \cdot 1100} \cdot 100\,\% \approx 4\,\%\,. \qquad (4.8)$$

Потери мощности и энергии для КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”:

$$\Delta P\,\% = \frac{\sum \Delta P}{P_{отп}} \cdot 100\,\% = \frac{4{,}06}{121{,}6} \cdot 100\,\% \approx 3\,\%,$$

$$\Delta W\,\% = \frac{\sum \Delta W}{P_{отп} \cdot T_м} \cdot 100\,\% = \frac{4500}{169{,}1 \cdot 900} \cdot 100\,\% \approx 3\,\%.$$

Потери мощности и электроэнергии в сети 0,4 кВ не должны превышать 10%.

5 Расчет токов короткого замыкания в электрической сети 0,4 кВ КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”

5.1 Общие положения

Основной причиной возникновения к.з. является нарушение изоляции между фазами или между фазами и землей. Изоляция электроустановок всегда создается с определенным запасом. В нормальных условиях работы запас электрической прочности изоляции достаточно высок и к.з. произойти не может.

Причины нарушения электрической прочности изоляции токоведущих частей многочисленны. Согласно статистическим данным это:

1) атмосферные перенапряжения в виде грозовых разрядов, которые попадают в линию электропередачи;

2) коммутационные перенапряжения, которые возникают в электроустановках под воздействием различных переходных процессов;

3) естественный износ изоляции, старение изоляции с течением времени и вследствие ее нагрева;

4) повреждения в изоляции, не выявленные своевременно;

5) механические повреждения изоляции, которые происходят при различных работах вблизи электроустановок или вызванные сильным ветром, гололедом, длительной вибрацией, когда в теле изоляторов могут появляться микроскопические трещины;

6) загрязнение изоляции под воздействием атмосферных осадков;

7) перекрытия изоляции птицами, животными, ветвями деревьев, случайными предметами;

8) неправильные действия обслуживающего персонала.

Короткие замыкания всегда происходят через какое-то переходное сопротивление, им является сопротивление электрической дуги, сопротивление растеканию тока в земле, сопротивление металлического контакта замкнувшихся фаз и др. Но все эти переходные сопротивления малы по сравнению с сопротивлениями элементов системы, через которые проходит ток короткого замыкания. Поэтому в большинстве случаев принято считать переходные сопротивления равными нулю, а короткие замыкания –

металлическими. При этом напряжение в месте короткого замыкания тоже равно нулю.

Для расчета к.з. используют принципиальные схемы первичной коммутации. Исходным звеном состояния схемы должна служить та часть системы, в которой необходимо провести расчет к.з. Сначала в этом звене необходимо наметить расчетные точки к.з. Обычно для выбора аппаратуры, расчета релейной защиты и проверки действия системной автоматики достаточно рассчитать токи к.з. на всех шинах подстанции и в конце линии, отходящих от этой подстанции. Схему составляют в однолинейном исполнении. В нее включают источники, участвующие в питании к.з., все элементы, соединяющие источник питания и точку к.з., а также их связи между собой и точкой к.з. На рисунке 5.1 показана расчетная схема, по которой проводится расчет токов к.з.

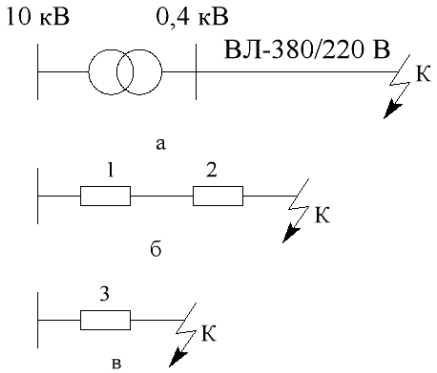


Рисунок 5.1. Расчетная схема для проведения расчета токов к.з.
а – расчетная схема; б – схема замещения; в – расчетная схема замещения

Сети в сельских электроустановках обычно имеют напряжение 380/220В и работают с глухозаземленной нейтралью, поэтому, кроме трехфазного и двухфазного токов к.з., в них рассчитывают еще и ток однофазного к.з.

5.2 Определение сопротивлений элементов схемы

Сопротивление понижающих трансформаторов определим по таблице 1.9.1 [2]. Трансформаторы мощностью 250 кВА и 250 кВА имеют параметры представленные в таблице 5.1

Таблица 5.1
Сопротивления трансформаторов

Трансформатор	Активное сопротивление R_T, мОм	Индуктивное сопротивление	Полное сопротивление Z_T, мОм	Полное сопротивление к.з. $Z_T^{(1)}$,

		$X_т$, мОм		мом
ТМ250–10/0,4	9,4	27,2	28,7	312
ТМ250–10/0,4	9,4	27,2	28,7	312

Для воздушных линий сопротивление определяют по удельным значениям x_0 и r_0, приведенным в таблице 1.9.5 [14], умноженным на длину линии. Данные сопротивлений воздушных линий приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2

Сопротивление воздушных линий

Наименование участка	Марка провода, кабеля	r_0, мОм/м	x_0, мОм/м	L, м	$R_{Л,}$ мОм	$X_{Л,}$ мОм
1	2	3	4	5	6	7
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”						
Фидер №1						
9	СИП4 4х50	0,625	0,085	760	475	64,6
10	СИП4 4х50	0,625	0,085	280	175	23,8
11	СИП4 4х50	0,625	0,085	720	450	61,2
Фидер №2						
1	СИП4 4х50	0,625	0,085	480	300	20,4
2	СИП4 4х50	0,625	0,085	160	100	13,6
3	СИП4 4х50	0,625	0,085	120	75	10,2
4	СИП4 4х50	0,625	0,085	160	100	13,6
5	СИП4 4х50	0,625	0,085	200	125	17
6	СИП4 4х50	0,625	0,085	480	300	20,4
7	СИП4 4х50	0,625	0,085	800	500	68
8	СИП4 4х50	0,625	0,085	200	125	17
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”						
Фидер №1						
1	СИП4 4х50	0,625	0,085	360	225	30,6
2	СИП4 4х50	0,625	0,085	400	250	34
3	СИП4 4х50	0,625	0,085	360	225	30,6
4	СИП4 4х50	0,625	0,085	280	175	23,8
Фидер №2						
10	СИП4 4х50	0,625	0,085	280	175	23,8
Фидер №3						
5	СИП4 4х50	0,625	0,085	800	500	68
6	СИП4 4х50	0,625	0,085	160	100	13,6
7	СИП4 4х50	0,625	0,085	80	50	6,8
8	СИП4 4х50	0,625	0,085	240	150	20,4
9	СИП4 4х50	0,625	0,085	240	150	20,4

Для расчетной схемы, определяем сумму активных и индуктивных сопротивлений трансформаторов и воздушных линий.

Расчет сопротивлений наиболее удаленных участков по фидерам приведен в таблице 5.3

Таблица 5.3

Полные сопротивления сети

Номер фидера	Активное сопротивление, R, Ом	Индуктивное сопротивление, X, Ом	Полное сопротивление, Z, Ом
1	2	3	4
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”			
Фидер №1	0,475	0,064	0,539
Фидер №2	0,625	0,085	0,71
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”			
Фидер №1	0,875	0,119	0,894
Фидер №2	0,175	0,023	0,198
Фидер №3	0,5	0,068	0,568

Расчет токов трехфазного короткого замыкания для КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, фидер 1:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} Z_3}; \qquad (5.1)$$

$$I_{Кф№1\,КТП№5-6/250}^{(3)} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 0{,}539} = 407\,A.$$

Расчет токов двухфазного короткого замыкания:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)}; \qquad (5.2)$$

$$I_{Кф№1\,КТП№5-6/250}^{(2)} = 0{,}866 \cdot 407 = 352\,A.$$

Расчет токов однофазного короткого замыкания.

В сетях 380/220 обычно существует неравенство $I_к^{(3)} > I_к^{(1)}$, то есть ток трехфазного к.з. всегда больше однофазного. Поэтому ток однофазного к.з рассчитывают в тех случаях, когда необходимо выбрать уставки защиты. Ток однофазного к.з. рассчитывают по приближенной формуле, рекомендованной ПУЭ:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_ф}{Z_T^{(1)}/3 + Z_П}, \quad (5.3)$$

где $Z_T^{(1)}$ – сопротивление нулевой последовательности силового трансформатора; $Z_П$ – сопротивление петли, образуемое фазным, нулевым проводами и к.з. между ними.

Полное сопротивление петли к.з. состоит из сопротивлений фазного и нулевого провода. В общем случае его подсчитывают по формуле

$$Z_П = \frac{Z_1 + Z_2 + Z_0}{3}, \quad (6.4)$$

где Z_1, Z_2, Z_0 – соответственно сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности по всей длине петли, то есть, включая фазный и нулевой провод. Полное сопротивление петли выбираем из [5 страница 248],

$$I^{(1)}_{Кф№1\,КТП№5-6/250} = \frac{220}{\frac{0{,}312}{3} + 1{,}69 \cdot 0{,}76} = 158\,A.$$

Аналогично определяются токи к.з. для фидеров КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, фидер 2 и КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”, фидер 1,2,3.

Ударный ток короткого замыкания [5]:

$$Iy = \sqrt{2} \cdot Ky \cdot I_K^{(3)}, \quad (6.5)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Принимаем ударный коэффициент K_y=1,3 [5].

$$I_{уф№1\,КТП№5-6/250} = \sqrt{2} \cdot 1{,}3 \cdot 407 = 748А.$$

Расчет токов короткого замыкания приведен в таблице 5.4

Таблица 5.4

Расчет токов короткого замыкания

Номер фидера	$I_K^{(3)}$, А	$I_K^{(2)}$, А	$I_K^{(1)}$, А	I_y, А
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”				
Фидер №1, участок 0-27/1	407	352	158	748
Фидер №2, участок 0-71/2	253	219	129	465
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”				

Фидер №1, участок 0-74/1	245	212	157	450
Фидер №2, участок 0-8/2	1108	959	437	2037
Фидер №3 участок 0-40/3	387	335	157	711

Токи к.з. хотя и существуют весьма непродолжительное время, но по своему значению они значительно превышают длительные рабочие и номинальные токи электроустановок. Различают электродинамическое и термическое воздействие тока к.з. Оба эти воздействия могут быть опасны для электроустановок.

- Электродинамическое воздействие токов к.з.

Оно выражается во взаимном притяжении или отталкивании двух токоведущих частей, которые могут быть расположены параллельно или под углом.

- Термическое воздействие токов к.з.

Ток, протекая по проводнику, нагревает его. Из-за кратковременности к.з. проводник не успевает отдать в окружающую среду заметного количества теплоты.

6 Выбор и проверка аппаратов защиты

Выбор аппаратуры заключается в сравнении паспортных данных с расчетными величинами. Аппаратура должна удовлетворять всем необходимым техническим требованиям в общем комплексе электроустановки при минимальных затратах на ее изготовление и монтаж.

Автоматические выключатели, не имеющие недостатки плавких предохранителей, обеспечивают быструю и надежную защиту проводов и кабелей сетей от токов перегрузки и короткого замыкания. Они могут быть также использованы для управления при редких включениях и отключениях. Таким образом, автоматические выключатели выполняют одновременно две функции защиты и управления.

Для выполнения функций защиты автоматы снабжаются либо только тепловыми или электромагнитными расцепителями, либо комбинированными (тепловые и электромагнитные). Тепловые расцепители осуществляют защиту от токов перегрузки, а электромагнитные расцепители – от токов короткого замыкания. В зависимости от характера изменения режима работы элемента сети срабатывают встроенные в автоматы тепловые или электромагнитные расцепители [6].

Автоматические выключатели типа ВА51 относятся к аппаратам с комбинированным расцепителем.

Автоматические выключатели выбираются по следующим условиям [6].

Номинальное напряжение:

$$U_{ном.а.в} \geq U_{ном.у}, \quad (6.1)$$

где $U_{ном.у}$ - номинальное напряжение установки.

Автоматические выключатели типа ВА51 предназначены для работы в сетях переменного тока до 660 В ($U_{ном.а.в}$ =660 В).

Сети с. Полтавка, района им.М.Жумабаева рассчитаны на напряжение 0,4 кВ ($U_{ном.}$=250 В). Условие (6.1) выполняется.

Номинальный ток расцепителя должен удовлетворять условию:

$$I_{ном.р} \geq I_{р.ф.} \geq I_{р.max}, \quad (6.2)$$

где $I_{р.мах}$ - рабочий максимальный ток;

$I_{р.ф}$ - расчетный ток послеаварийного режима.

Номинальный ток автоматического выключателя:

$$I_{ном.а.в} \geq I_{ном.р} . \quad (6.3)$$

Проверим выполнимость условий (6.2) и (6.3).

Значения максимального тока примем из раздела 5.

Результаты выбора автоматических выключателей представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Результаты выбора автоматических выключателей на отходящих линиях КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”

Потребители			Аппараты защиты					
ТП, № фидера	$P_н$, кВт	$I_н$, А	Тип	$I_{н.а}$, А	$I_{н.р}$, А	$К_{у(тр)}$	$К_{у(эмр)}$	$I_{откл}$, кА
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”								
Фидер №1, участок 0-17/1	15,9	26,2	ВА51-35	100	40	1,35	3,7,10	6
Фидер №2, участок 0-19/2	25,75	42,5	ВА51-35	100	40	1,35	3,7,10	6
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”								
Фидер №1, участок 0-74/1	42	69,3	ВА51-31	100	40	1,35	3,7,10	6
Фидер №2, участок 0-8/2	8	13,2	ВА51-35	100	63	1,35	3,7,10	6
Фидер №3 участок 0-40/3	13,25	21,8	ВА51-35	100	40	1,35	3,7,10	6

Ток срабатывания расцепителя проверяется на отключение тока однофазного короткого замыкания:

- для сетей в не взрыво- и не пожароопасных помещениях для автомата, который имеет обратно зависимую характеристику (ВА 51):

$$I^{(1)}_{K.\min} \geq 3 \cdot I_{ном.р} . \quad (6.4)$$

Отключающая способность выключателя:

$$I^{(3)}_{K} < I_{ОТКЛ}, \quad (6.5)$$

где $I_{откл}$ - предельный ток, отключаемый автоматическим выключателем;

$I_K^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ.

Проверим выполнимость условий (6.4) и (6.5).

Значения $I_K^{(1)}$, $I_K^{(3)}$ примем из таблицы 5.4 раздела 5, $I_{ном.р}$, $I_{ном.а}$, $I_{откл}$ – из таблицы 6.1 или по каталожным данным выключателей ВА 51 [5].

КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, Фидер №1 с ВА51 – 31, участок 0-17/1.

158 А≥3·40 А; 158 А>120 А. Условие (6.4) выполняется.

0,407 кА<6 кА. Условие (6.5) выполняется.

Для обеспечения чувствительности к к.з. достаточно выполнения условия:

$$I_{дл.доп} \geq I_{ном.р}, \qquad (6.6)$$

где $I_{дл.доп}$ – длительно допустимый ток защищаемой линии.

Для длительно допустимого тока СИП-4(4х50) ($I_д$=195 А) условие (6.6) выполняется (195 А>63 А). Следовательно, выключатель ВА51 – 31 будет защищать линию от однофазных КЗ, но с помощью теплового расцепителя и с определенной выдержкой по времени.

Проверим коэффициент чувствительности отсечки при однофазном к.з. $K_ч^{(1)}$. Согласно[16, страница 93] $K_ч^{(1)}$ определяется как

$$K_ч^{(1)}=I_{к.min}^{(1)}/I_{с.о.}\geq 1{,}1\cdot K_р, \qquad 6.7)$$

где $I_{с.о.}$ – ток срабатывания отсечки (для ВА51 – 31 $I_{с.о.}= K_{У(тр)}\cdot I_{н.р.}=1{,}35\cdot 40=54$ А);

$K_р$ – коэффициент разброса срабатывания отсечки по току (для ВА51 – 31 $K_{р.}$=1,3).

КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, Фидер №1 с ВА51 – 31.

$K_ч^{(1)}=158/54\geq 1{,}1\cdot 1{,}3$,

$K_ч^{(1)}=2{,}9\geq 1{,}43$. Условие (6.7) выполняется.

Для линии КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа”, Фидер №2 с ВА51 – 31, участок 0-71/2.

129 А≥3·40 А;129 А>120 А. Условие (6.4) выполняется.

0,253 кА<6 кА. Условие (6.5) выполняется.

$K_ч^{(1)}=129/54\geq 1{,}1\cdot 1{,}3$, $K_ч^{(1)}=2{,}3\geq 1{,}43$. Условие (6.7) выполняется.

Для линии КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”, Фидер Ф1 с ВА51 – 31, участок 0-74/1.

157 А≥3·40 А; 157 А≥120 А. Условие (6.4) выполняется.

0,245кА<6 кА. Условие (6.5) выполняется.

$K_ч^{(1)}=157/54\geq 1{,}1\cdot 1{,}3$, $K_ч^{(1)}=2{,}9>1{,}43$. Условие (6.7) выполняется.

Для линии КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”, Фидер Ф2 с ВА51 – 31, участок 0-8/2.

437 А≥3·63 А; 437 А≥189 А. Условие (6.4) выполняется.

1,108 кА<6 кА. Условие (6.5) выполняется.

$K_ч^{(1)}$=437/85,1≥1,1·1,3, $K_ч^{(1)}$=5,1≥1,43. Условие (6.7) выполняется.

Для линии КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”, Фидер Ф3 с ВА51 – 31, участок 0-8/2.

157 А≥3·40 А; 157 А≥120 А. Условие (6.4) выполняется.

0,387 кА<6 кА. Условие (6.5) выполняется.

$K_ч^{(1)}$=157/54≥1,1·1,3, $K_ч^{(1)}$=2,9≥1,43. Условие (6.7) выполняется.

Динамическая стойкость токам трехфазного к.з.:

$$I_{дин} \geq i_y, \qquad (6.8)$$

где $I_{дин}$ - амплитудное значение тока динамической стойкости;

i_y -ударный ток трехфазного к.з.

Максимальный ударный ток трехфазного к.з ожидается на участке КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “МТМ”, фидер №2, участок 0-8/2 и составляет i_y=2,037 кА. В качестве $I_{дин}$ выключателя можно принять его ПКС (предельную коммутационную способность), для ВА51 – 31 ПКС=6 кА.

6 кА>2,037. Условие (6.8) выполняется.

Применение выключателя ВА51-31 обосновано.

7 Определение конструктивных параметров линий 0,4 кВ

7.1 Определение удельных нагрузок на провода воздушных линий

Нагрузки на провода образуются от собственного веса провода, веса гололеда и давления ветра. Общая нагрузка, вызывающая механические напряжения в проводе, зависит не только от воздействующего фактора, но и от параметров самого провода, его длины и площади поперечного сечения.

Поэтому принято определять удельные нагрузки на единицу длины и площади поперечного сечения, от которых легко затем перейти к полной нагрузке. Единицей измерения удельной нагрузки служит единица силы ньютон (Н), отнесенный к единице длины – метру и единице площади поперечного сечения провода – квадратному миллиметру, полностью – Н/(м·мм^2).

При расчете нагрузок всегда исходят из предположения, что нагрузки распределены равномерно вдоль провода (хотя бы на длину одного пролета) и носят при этом статический характер, то есть не изменяются во времени. В нормальном режиме работы нагрузки вызывают упругое удлинение провода, а в аварийных режимах разрушают его.

Нагрузки от собственного веса провода. Эту удельную нагрузку определяют по справочным данным в зависимости от материала и площади сечения провода:

$$\gamma_1 = \frac{G}{F} 10^{-3} . \qquad (7.1)$$

Масса 1 км провода СИП4-4х50 составляет 711 кг [5, таблица 2], соответственно G=711х9,81=6974,91 Н:

$$\gamma_1 = \frac{6974,91}{50 \cdot 4} 10^{-3} = 35 \cdot 10^{-3} Н/(м \cdot мм^2) = 3,5 даН/(м \cdot мм^2) .$$

Нагрузка от гололедно-изморозевых отложений (гололеда).

Гололедно-изморозевые отложения на проводах появляются при наступлении особых климатических условий. Гололед образуется при температуре от 0 до -5˚С, высокой влажности в виде дождя или изморози и

отсутствии сильного ветра. Карта районирования Казахстана по толщине стенки гололеда разбита на V районов и приведена в ПУЭ [2]. Климатические условия для расчета ВЛ до 1 кВ в нормальном режиме принимаются для повторяемости расчетных климатических условий 1 раз в 10 лет.

Удельную нагрузку от гололеда рассчитывают по формуле:

$$\gamma_2 = 27,74 \cdot 10^{-3} \frac{b(d+b)}{F}, \qquad (7.2)$$

где b – толщина стенки гололеда, для II категории района равна 10 мм 1 раз в 10 лет;

d – диаметр провода СИП4-4х50, равен 29 мм, [5, таблица 2].

$$\gamma_2 = 27,74 \cdot 10^{-3} \frac{10(29+10)}{50 \cdot 4} = 54,1 \cdot 10^{-3} Н/(м \cdot мм^2) = 5,41 даН/(м \cdot мм^2).$$

Нагрузка на провод, покрытый гололедом, суммируется, т.к. направление нагрузок от собственного веса и от гололеда совпадает.

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2 = 3,5 \cdot 10^{-3} + 5,41 \cdot 10^{-3} = 8,91 \cdot 10^{-3} даН/(м \cdot мм^2). \qquad (7.3)$$

Основной характеристикой ветрового давления является скоростной напор ветра на квадратный метр площади диаметрального сечения проводов. В ПУЭ приведена карта районирования Казахстана по скорости ветра [2].

Удельная нагрузка от ветра определяется:

$$\gamma_4 = \frac{\alpha K_l C_x q F_d \sin^2 \phi}{F}, \qquad (7.4)$$

где α – коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора ветра по пролету ВЛ, его принимают от 1 до 0,7, в зависимости от скоростного напора. При скоростном напоре 50даН/(м·мм^2) (III категория района) принимаем α=0,8;

K_l – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,2 при длине пролета до 50 м;

C_x – коэффициент лобового сопротивления, принимаемый равным 1,1 для проводов диаметром 20 мм и более;

q – нормативный скоростной напор ветра равный 50 даН/(м·мм^2);

φ – угол между направлением ветра и осью ВЛ, принимаем 90˚;

F_d – площадь диаметрального сечения провода, равна 0,029 м^2.

$$\gamma_4 = \frac{0{,}8 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}2 \cdot 50 \cdot 29 \cdot 10^{-3}}{50 \cdot 4} = 7{,}66 \cdot 10^{-3}\ даН/(м \cdot мм^2).$$

Если провод покрыт гололедом, то удельную нагрузку от ветра подсчитывают по формуле (7.4), только диаметральное сечение берется с учетом толщины стенки гололеда, а скоростной напор ветра при гололеде берется g=0,25qmax.

$$\gamma_5 = \frac{0{,}8 \cdot 1{,}1 \cdot 1{,}2 \cdot 0{,}25 \cdot 50 \cdot 49 \cdot 10^{-3}}{50 \cdot 4} = 3{,}23 \cdot 10^{-3}\ даН/(м \cdot мм^2).$$

Нагрузки, имеющие одинаковое направление силы, складываются арифметически, при неодинаковом направлении – геометрически.

Суммарная нагрузка от совместного действия собственного веса провода и напора ветра:

$$\gamma_6 = \sqrt{(3{,}5)^2 + (7{,}66)^2} \cdot 10^{-3} = 8{,}42\ даН/(м \cdot мм^2).$$

Суммарная нагрузка от совместного действия собственного веса провода с гололедом и напора ветра:

$$\gamma_7 = \sqrt{(8{,}93)^2 + (3{,}23)^2} \cdot 10^{-3} = 9{,}5\ даН/(м \cdot мм^2).$$

7.2 Определение механических напряжений в проводах воздушных линий

Различие в допустимых напряжениях соответствующих расчетных условий усложняет определение критических состояний провода. Для облегчения расчетов разработана система сравнений условных длин пролетов в различных расчетных условиях. Эти пролеты называют критическими [6].

Общий вид формулы критического пролета получают из уравнения состояния провода:

$$\sigma - \frac{\gamma^2 \ell^2}{24 \beta \sigma^2} = \sigma_0 - \frac{\gamma_0^2 \ell^2}{24 \beta \sigma_0^2} - \frac{\alpha}{\beta}(t - t_0). \qquad (7.5)$$

В соответствии с тремя расчетными условиями различают три критических пролета.

Первый критический пролет l_{1k} представляет собой пролет такой длины, для которого напряжение в проводе в режиме среднегодовой

температуры достигается допустимой величины $\sigma_э$, а в режиме низшей температуры – $\sigma_{(-)}$.

В качестве начального состояния провода принимается режим среднегодовой температуры, а конечного – режим низшей температуры, поэтому, чтобы получить величину l_{1k} надо принять:

- начальный режим:

$\sigma_э$=8,5даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов СИП при среднегодовой температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ [2];

γ_1=3,7·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_э$=+10˚С.

- конечный режим:

$\sigma_{(-)}$=11,4даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов СИП при наибольшей нагрузке и низшей температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ [2];

γ_1=3,5·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_{(-)}$=-40˚С.

Первый критический пролет l_{1k}:

$$l_{1K}=\frac{\sigma_э}{\gamma_1}\cdot\sqrt{\frac{24\cdot[\sigma_э-\sigma_{(-1)}/E-\alpha(t_{(-1)}-t_э)]}{1-\left(\frac{\sigma_э}{\sigma_{(-1)}}\right)^2}},$$

(7.6)

где α=23·10^{-6}·1˚$^{(-1)}$– температурный коэффициент линейного удлинения;

E=1/β=6,25·10^{-3}даН/мм^2 – модуль упругости.

$$l_{1K}=\frac{8,5}{3,5}\cdot\sqrt{\frac{24\cdot[\frac{8,5-11,4}{0,00625}-23\cdot(-40-10)]}{1-\left(\frac{8,5}{11,4}\right)^2}}=442,3\,м.$$

Второй критический пролет l_{2k} представляет собой пролет такой длины, для которого напряжение в проводе в режиме наибольшей нагрузки достигает допустимой величины $\sigma_г$, а в режиме низшей температуры - $\sigma_{(-)}$. В качестве начального состояния провода принимается режим наибольшей нагрузки, а конечного – режим низшей температуры:

- начальный режим:

$\sigma_г$=11,4даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов СИП при наибольшей нагрузке и низшей температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ [2];

γ_7=11,51·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_г$=-5˚С.

- конечный режим:

$\sigma_{(-)}$=11,4даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов СИП при наибольшей нагрузке и низшей температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ[2];

γ_1=3,7·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_{(-)}$=-40˚С.

Второй критический пролет l_{2k}:

$$l_{2K} = \frac{\sigma_Г}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot [\sigma_Г - \sigma_{(-1)} / E - \alpha (t_{(-1)} - t_э)]}{(\frac{\gamma_7}{\gamma_1})^2 - 1}}, \quad (7.7)$$

$$l_{2K} = \frac{11,4}{3,5} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot [0 - 23 \cdot (-40 + 5)]}{(\frac{11,5}{3,7})^2 - 1}} = 145,4 \, м.$$

Третий критический пролет l_{2k} представляет собой такой длины, для которого напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки достигает допустимой величины $\sigma_г$, а в режиме среднегодовой температуры – $\sigma_э$. в качестве начального состояния провода принимается режим наибольшей нагрузки, а конечного – режим среднегодовой температуры. В качестве начального состояния провода принимается режим наибольшей нагрузки, а конечного – режим среднегодовой температуры:

- начальный режим:

$\sigma_г$=11,4даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов из алюминиевой проволоки при наибольшей нагрузке и низшей температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ;

γ_7=11,51·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_г$=-5˚С.

- конечный режим:

$\sigma_э$=8,5даН/мм^2 – допустимое напряжение для проводов из алюминиевой проволоки при среднегодовой температуре, таблица 2.5.6 ПУЭ [2];

γ_1=3,7·10^{-3}даН/(м·мм^2); $t_э$=+10˚С.

Третий критический пролет l_{3k}:

$$l_{3K} = \frac{\sigma_Г}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot [\sigma_Г - \sigma_э / E - \alpha (t_э - t_Г)]}{(\frac{\gamma_7}{\gamma_1})^2 - (\frac{\sigma_Г}{\sigma_э})^2}}, \quad (7.8)$$

$$l_{3K} = \frac{11,4}{3,5} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot [\frac{11,4 - 8,5}{0,00625} - 23 (10 + 5)]}{(\frac{9,5}{3,5})^2 - (\frac{11,4}{8,5})^2}} = 63,8 \, м.$$

Сравнивая действительный или принятый расчетный пролет с критическими, можно установить наиболее тяжелый по значению механического напряжения в проводе расчетный режим.

В рассматриваемом случае $l_{1к} > l_{2к} > l_{3к}$, следовательно, физический смысл имеет только $l_{2к}$, а расчет ведется с учетом низшей температуры и наибольшей нагрузки.

Сравнивая второй критический пролет с существующим на линии (40 метров) и исключаем из дальнейшего рассмотрения режим максимальной нагрузки, так как $l_р<l_{2к.}$, следовательно, исходным режимом будет режим низшей температуры. В этом случае расчетное уравнение состояния провода:

$$\sigma-\frac{\gamma^2\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t-t_{(-)}\right).$$

Проверим применимость выбранного провода СИП4-4х50 при монтаже на железобетонных опорах с пролетом 40 метров в различных режимах работы [6, таблица 1.8].

Режим I. Провода и тросы покрыты гололедом , $t_Г$ =-5^{0}С, скоростной напор ветра 0,25·q_{max}. Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{7^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t_Г-t_{(-)}\right);$$

$$\sigma-\frac{9{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(-5-\left(-40\right)\right);$$

$$\sigma\text{-}19{,}87/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}1{,}81;$$

$$\sigma^2(\sigma\text{-}9{,}57)=19{,}87;$$

$$\sigma_I=9{,}78\text{даН/мм}^2.$$

Режим II. Провода и тросы покрыты гололедом , $t_Г$ =-5^{0}С, ветра нет (q=0). Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{3^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t_Г-t_{(-)}\right);$$

$$\sigma-\frac{8{,}91^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(-5-\left(-40\right)\right);$$

$$\sigma\text{-}16{,}35/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}1{,}81;$$

$$\sigma^2(\sigma\text{-}9{,}57)=16{,}35;$$

$$\sigma_{II}=9{,}74\text{даН/мм}^2.$$

Режим III. Гололеда нет, $t_Г$ =-5^{0}С, скоростной напор ветра q_{max}. Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{6^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t_Г-t_{(-)}\right);$$

$$\sigma-\frac{8{,}42^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(-5-\left(-40\right)\right);$$

$$\sigma\text{-}14{,}35/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}1{,}81;$$

$$\sigma^2(\sigma\text{-}9{,}57)=14{,}35;$$
$$\sigma_{III}=9{,}72\text{даН/мм}^2.$$

Режим IV. Гололеда нет, $t_Э$ =+10^{0}С, ветра нет (q=0). Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{1^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t_Э-t_{(-)}\right);$$
$$\sigma-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(10-\left(-40\right)\right);$$
$$\sigma\text{-}2{,}05/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}2{,}59;$$
$$\sigma^2(\sigma\text{-}8{,}8)=2{,}05;$$
$$\sigma_{IV}=8{,}83\text{даН/мм}^2.$$

Режим V. Гололеда нет, t =+15^{0}С, ветра нет (q=0). Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{1^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t-t_{(-)}\right);$$
$$\sigma-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(15-\left(-40\right)\right);$$
$$\sigma\text{-}2{,}05/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}2{,}85;$$
$$\sigma^2(\sigma\text{-}8{,}53)=2{,}05;$$
$$\sigma_V=8{,}56\text{даН/мм}^2.$$

Режим VI. Гололеда нет, $t_{(-)}$=-40^{0}С, ветра нет (q=0). Исходный режим.
$$\sigma_{VI}=11{,}4\text{даН/мм}^2$$

Режим VII. Гололеда нет, $t_{(+)}$=+40^{0}С, ветра нет (q=0). Из уравнения состояния провода получим:

$$\sigma-\frac{\gamma_{1^2}\ell^2}{24\beta\sigma^2}=\sigma_{(-)}-\frac{\gamma_1^2\ell^2}{24\beta\sigma_{(-)}^2}-\frac{\alpha}{\beta}\left(t_{(+)}-t_{(-)}\right);$$
$$\sigma-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\sigma^2}=11{,}4-\frac{3{,}5^2\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot40^2}{24\cdot11{,}4^2}-23\cdot10^{-6}\cdot2{,}25\cdot10^3\cdot\left(40-\left(-40\right)\right);$$
$$\sigma\text{-}2{,}05/\sigma^2=11{,}4\text{-}0{,}016\text{-}4{,}14;$$
$$\sigma^2(\sigma\text{-}7{,}24)=2{,}05;$$
$$\sigma_{VII}=7{,}28\text{даН/мм}^2.$$

7.3 Определение максимальной стрелы провеса

Стрела провеса в пролете определяет габарит линии и высоту опор, а также длину пролета. При вертикальном расположении проводов стрела провеса влияет на расстояние между фазами. Поэтому для каждой линии должны быть определены стрелы провеса в нормальных и наиболее тяжелых режимах.

Большие стрелы провеса можно ожидать при высокой температуре или при наличии внешней нагрузки, когда провод растягивается за счет упругих удлинений.

При расчете максимальных стрел провеса давление ветра обычно не учитывают, так как ветер сдувает провод в сторону от вертикали и расстояние до земли или строений может увеличиваться при максимальном растяжении провода.

Найдем стрелы провеса провода для режимов II, V, VI и VII, как наиболее критичных режимов работы сети с точки зрения стрелы провеса.

Для режима II f равно:

$$f = \frac{\gamma_3 l^2}{8\sigma_{II}},$$

$$f = \frac{8,91 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2}{8 \cdot 9,74} = 0,18\,м.$$

Для режима V f равно:

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_V},$$

$$f = \frac{3,5 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2}{8 \cdot 8,56} = 0,092\,м.$$

Для режима VI f равно:

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_{VI}},$$

$$f = \frac{3,5 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2}{8 \cdot 11,4} = 0,061\,м.$$

Для режима VII f равно:

$$f = \frac{\gamma_1 l^2}{8\sigma_{VII}},$$

$$f = \frac{3,5 \cdot 10^{-3} \cdot 40^2}{8 \cdot 7,28} = 0,096\,м.$$

По результатам расчетов видно, что самым критическим, с точки зрения нагрузки на провод, является режим гололеда при скоростном напоре

ветра $0,25 \cdot q_{max}$ (σ_I=9,78даН/мм^2), а с точки зрения максимальной стрелы провеса режим гололеда без ветра ($f = 0,18\,м$).

Если сравнить максимальную нагрузку на провод в рассчитываемом пролете с максимально допустимой для провода СИП4 (σ_{max}=11,4даН/мм^2), то можно сделать вывод, что выбранный провод подходит для всех возможных режимов работы линии при выбранной длине пролета в 40 метров.

7.4 Механический расчет промежуточной опоры

Воздушные линии, как правило, сооружаются на типовых опорах, выбор которых обусловлен их назначением, климатическим районом, маркой и сечением провода, а так же экономическими показателями.

Промежуточные опоры – самый распространенный тип опор, их назначение поддерживать провод в пролете на определенной высоте. По сравнению с другими опорами они несут наименьшую механическую нагрузку и поэтому имеют самую простую конструкцию. Провода на промежуточных опорах закрепляют таким образом, чтобы при обрыве они могли проскальзывать в зажимах и не нагружать опору односторонним тяжением.

Для выполнения монтажа ВЛИ 0,4 кВ принимаем установленные на линии железобетонные опоры.

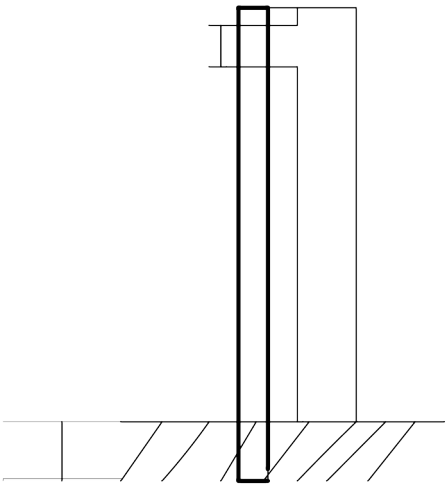


Рисунок 7.1. К расчету промежуточной опоры

Проверяем высоту опоры на габарит [6]:

$$h_г = H - f_{max} - b, \qquad (7.9)$$

где Н - высота опоры типа ПН-1ДБ составляет 8800 мм;

f_{max} - максимальная стрела провеса СИП для расчетного пролета линии равна 210 мм;

b- расстояние между точкой закрепления СИП и верхней точкой опоры равно 300 мм.

$$h_г = 8800 - 210 - 300 = 8290\ мм.$$

Следовательно: $h_г \succ h_{г.н}$, т.е 8,29 м>7 м, где $h_{г.н}$- нормативный габарит опоры, согласно ПУЭ, равный 7 м.

Расчетный габарит больше нормативного.

Определяется силу от давления ветра на провод:

а) без гололеда:

$$P_1 = k_п \gamma_4 \cdot F \cdot l, \qquad (7.10)$$

где $k_п$ – коэффициент перегрузки без гололеда, равный 1,2;

γ_4 – удельная нагрузка от действия ветра на провод без гололеда равная 9,05 10^{-3} кг/ м мм^2;

F - сечение провода СИП4 равное (35х4) мм^2;

l- длина пролета равная 40 м.

$$P_1 = 1{,}2 \cdot 7{,}66 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 50 \cdot 40 = 73{,}5\ кгс.$$

б) покрытый гололедом:

$$P_{1г} = k_п \gamma_5 \cdot F \cdot l, \qquad (5.11)$$

где $k_п$ – коэффициент перегрузки при гололеде, равный 1,4;

γ_5 – удельная нагрузка от действия ветра на провод покрытый гололедом равная 3,23 10^{-3} кг/ м мм^2:

$$P_{1г} = 1{,}4 \cdot 3{,}23 \cdot 10^{-3} \cdot 4 \cdot 50 \cdot 40 = 36{,}2\ кгс.$$

Для расчета принимаем большую силу давления равную P_1=73,5 кгс в режиме ветровой нагрузки без гололеда.

Определяется расчетное значение силы от давления ветра на опору:

$$P_2 = k_п \cdot P_0 \cdot dcp \cdot H, \qquad (5.12)$$

где $k_п$ – коэффициент перегрузки без гололеда, равный 1,2;

P_0 - удельная нагрузка от действия ветра на опору равная:

$$P_0 = Cx \cdot \frac{v^2}{16} (кгс/м^2), \quad (5.13)$$

где Cx = 0,7- аэродинамический коэффициент;

v- нормативная скорость ветра равная 27 м/с;

dср = (d_0+d_1)/2- средний диаметр опоры (при нормальном сбеге опоры-0,008 м на погонный метр длины: dср = d_0+0,004H = 0,16+0,004·8,8=0,2 м):

d_0-диаметр опоры в отрубе равный 0,16 м.

$$P_2 = 1,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{27^2}{16} \cdot 0,2 \cdot 8,8 = 67,4 кгс.$$

Определяем напряжения в опоре. В основной стойке наибольшие напряжения создаются в сечении а-а и в месте заделки опоры в землю, т. е. в сечении в-в.

Определяем изгибающий момент в сечении а-а от давления ветра на провод и опору:

$$M_{a-a} = 1,05 \cdot \left(P_1 \cdot h_1 + P_2 \cdot \frac{h_3^2}{2H} \right); \quad (7.14)$$

h_3=6,45 м, h_1=6,15 м;

$$M_{a-a} = 1,05 \cdot \left(73,5 \cdot 6,15 + 67,4 \cdot \frac{6,45^2}{2 \cdot 8,8}\right) = 641,8 кгс \cdot м.$$

Коэффициент 1,05 учитывает увеличение изгибающего момента от действия вертикальных сил в сечении а-а.

Определяется момент сопротивления в сечении а-а:

$$W_{a-a} = 0,95 \cdot 0,1 \cdot (D_{a-a})^3, \quad (5.15)$$

где Da-a - диаметр стойки в сечении а-а равен:

$$D_{a-a} = d_0 + 0,008 \cdot h_1 = 0,16 + 0,008 \cdot 6,15 = 20,9 см,$$

$$W_{a-a} = 0,95 \cdot 0,1 \cdot (20,9)^3 = 869,8 см^3.$$

Определяется напряжение в сечении а-а:

$$Q_{a-a} = \frac{M_{a-a}}{W_{a-a}} = \frac{64180}{869,8} = 73,8 кгс/см^2.$$

Полученные напряжения меньше стандартных значений напряжений железобетонных опор [6, таблица 6.1].

Изгибающий момент в сечении в-в от давления ветра на провода и опору определяется с учетом того, что максимальный изгибающий момент действует на некоторой глубине ниже поверхности грунта x_0. Глубина x_0 зависит от свойств грунта и конструкции заделки (для опор с высотой траверсы ниже 15 метров x_0=40 см):

$$M_{в-в}=1{,}1\cdot\left(P_1\cdot\left(H+x_0-b\right)+0{,}5\cdot P_2\cdot\left[H+x_0\right]\right), \quad (5.16)$$

$$M_{в-в}=1{,}1\cdot\left(73{,}5\cdot\left(8{,}8+0{,}4-0{,}3\right)+0{,}5\cdot 67{,}4\cdot\left[8{,}8+0{,}4\right]\right)=1061{,}0\,кгс\cdot м.$$

Полученный изгибающий момент меньше расчетного изгибающего момента для железобетонной опоры

Существующие железобетонные опоры соответствуют условиям эксплуатации при сооружении ВЛИ 0,4 кВ на выбранных для реконструкции участках сетей села Полтавка.

8 Надежность электроснабжения

8.1 Основные понятия надежности электроснабжения

Надежность работы электроэнергетической системы (ЭС) зависит от:

- технической надежности элементов и устройств управления их работой;
- рациональных способов их эксплуатации (режима, профилактики);
- технической надежности энергетических объектов и систем в целом;
- свойств энергообъектов и систем, обусловленных средствами управления;
- безошибочности действий персонала.

Техническая надежность элементов формируется в процессе их конструирования, но зависит также и от методов эксплуатации. Надежность объектов и систем зависит от используемых схем соединения, выбираемых не только в процессе проектирования, но и в ходе эксплуатации. Суждение о надежности основывается статистике, накапливаемой в процессе эксплуатации. Поэтому эксплуатационный персонал должен иметь представление о понятиях и соотношениях, используемых для оценки надежности ЭС.

Перерыв электроснабжения связан с понятием об отказе, вызывающем потерю работоспособности сети.

Для оценки вероятности отказов используют математические модели, в которых применяются основные понятия надежности. К ним относятся вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов.

Вероятность безотказной работы P(t) характеризует вероятность того, что время *t* работы объекта до отказа будет не меньше заданного t_0.

$$P_0(t)=P(t_0\geq t). \qquad (8.1)$$

Этот параметр можно оценить как отношение числа оставшихся ко времени *t* в работе элементов (объектов) N(*t*) к первоначальному их числу N_0

$$P_0(t)=N(t)/N_0. \qquad (8.2)$$

Вероятность отказа Q(t) является величиной, дополняющей вероятность безотказной работы до единицы:

$$Q(t)=1-P_0(t). \qquad (8.3)$$

Интенсивность отказов представляет собой математическое ожидание отношения вероятности отказов в единицу времени к вероятности безотказной работы:

$$\lambda(t)=(1/P_0(t)(dQ(t)dt. \qquad (8.4)$$

Оценки отношения числа отказавших элементов ко времени и числу первоначальных элементов

$$\lambda(t)=\frac{\Delta N}{N(t)\Delta t}. \qquad (8.5)$$

Подобное отношение называют условной плотностью вероятности возникновения отказа

Длительность перерыва электроснабжения характеризуется временем, в течение которого электроснабжение восстанавливается при помощи автоматики или персонала.

Среднее время восстановления электроснабжения с помощью аварийных бригад в городских резервированных сетях 6—10 кВ составляет около 1 ч; среднее время ремонта кабеля — около 1,5— 2 суток; замена трансформатора — около 7 ч.

Среднее значение параметра потока отказов является важной его характеристикой, получаемой на основе статистических данных.

8.2 Расчет надежности электроснабжения

При определении показателей надежности необходимо представить все элементы системы электроснабжения (линии электропередачи, коммутационные аппараты, трансформаторы, шины соединений и т.д.) параметрами потока отказов (аварий) $\omega_{ав}$ (1/год), потока плановых отключений $\omega_{пл}$ (1/год) и продолжительностью одного аварийного $\tau_{ав}$ (ч) и планового $\tau_{пл}$ (ч) отключений.

Определим среднюю продолжительность отключений за год однотрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, подключенной к воздушной линии 10 кВ длиной 0,36 км.

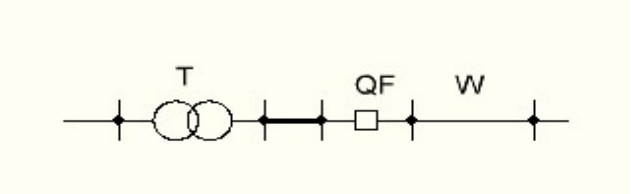


Рисунок 8.1. Схема электропередачи: W-линия; QF-выключатель; Т-трансформатор.

Составляем схему надежности электроснабжения относительно шин 0,4 кВ подстанции в виде последовательного соединения расчетных элементов Г и В. Элемент Г характеризуется показателями воздушной линии 10 кВ с выключателем. Элемент В представляет последовательное соединение трансформатора 10/0,4 кВ.

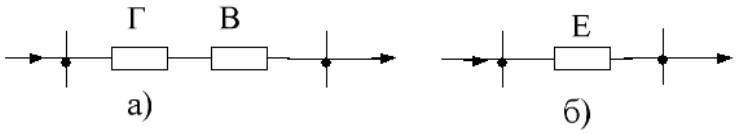


Рисунок 8.2. Схемы надежности электроснабжения относительно шин 0,4 кВ

Показатели надежности элементов сети приведены в таблице 8.1 [1, таблица 6.37]

Таблица 8.1

Показатели надежности элементов сети

Наименование		Аварийные отключения	Плановые отключения

элемента	Кол-во n, шт/км	Параметр потока отказов $\omega_{ав}$, 1/год	Среднее время восстановления $\tau_{ав}$, ч	Параметр потока отключений $\omega_{пл}$, 1/год	Средняя продолжительность отключений $\tau_{пл}$, ч
Линия 10 кВ	0,8	0,09	2,5	6	3,5
Выключатель	1	0,005	10	0,5	8
Трансформатор 10/0,4 кВ	1	0,023	16	1,0	8
Сборные шины	1	0,01	4	0,5	4

Параметр потока аварийных отключений элемента Г определим как

$$\omega_{ав\text{-}Г} = \omega_{ав\text{-}в} + \omega_{ав\text{-}л} + \omega_{ав\text{-}ш} + \omega_{ав\text{-}т} =$$
$$= 0{,}005 + 0{,}09 + 0{,}01 + 0{,}023 = 0{,}12 \text{ 1/год.}$$

Средняя продолжительность аварийных восстановлений этого элемента

$$\tau_{ав\text{-}Г} = \frac{1}{\omega_{ав\text{-}Г}}\left(\omega_{ав\text{-}в}\tau_{ав\text{-}в} + \omega_{ав\text{-}л}\tau_{ав\text{-}л} + \omega_{ав\text{-}ш}\tau_{ав\text{-}ш} + \omega_{ав\text{-}т}\tau_{ав\text{-}т}\right) =$$
$$= \frac{1}{0{,}12}\left(0{,}05 + 0{,}225 + 0{,}36 + 0{,}04\right) = 5{,}6 \ \ ч.$$

При определении показателей плановых ремонтов учитывается вывод в плановый ремонт линий 10 кВ. Как правило, одновременно проводятся плановые ремонты выключателей. Поэтому параметр потока плановых отключений элемента Г:

$$\omega_{пл\text{-}Г} = \omega_{пр\text{-}р} + \omega_{пл\text{-}л} = 0{,}05 + 6 = 6{,}05 \ \ 1/год.$$

Средняя продолжительность плановых восстановлений этого элемента:

$$\tau_{пл\text{-}Г} = \frac{1}{\omega_{пл\text{-}Г}}\left(\omega_{пл\text{-}в}\tau_{пл\text{-}в} + \omega_{пл\text{-}л}\tau_{пл\text{-}л} + \omega_{пл\text{-}ш}\tau_{пл\text{-}ш}\right) =$$
$$= \frac{1}{6{,}05}\left(21 + 4 + 8 + 2\right) = 5{,}7 \ ч.$$

Сравнивая частоту и продолжительность плановых отключений элементов подстанции, параметр потока плановых отключений расчетного элемента и продолжительность этих отключений определяются преднамеренными отключениями трансформатора.

Суммарный параметр потока отказов всей цепи при аварийном отключении:

$$\omega_{\sum ав\,i} = 0{,}044 + 0{,}053 = 0{,}097 \;\; 1/год.$$

Среднее число аварийных отключений за расчетный период времени t_p (обычно за год):

$$a_{\sum ав} = \omega_{\sum ав} t_p = 0{,}097 \cdot 1 = 0{,}097.$$

Средняя суммарная продолжительность всех аварийных отключений:

$$T_{\sum ав} = t_p \sum_{i\text{-}1}^{n} \omega_{ав\,i} \cdot \tau_{ав\,i} = 1 \cdot \left(0{,}09 \cdot 0{,}8 \cdot 2{,}5 + 0{,}05 \cdot 10 + 0{,}023 \cdot 16 + 0{,}01 \cdot 4\right) = 1{,}098\,ч.$$

Средняя продолжительность одного любого аварийного отключения:

$$\tau_{\sum ав} = \frac{T_{\sum ав}}{a_{\sum ав}} = \frac{1{,}098}{0{,}097} = 11{,}3\,ч.$$

Аналогично определяется число и продолжительность плановых отключений цепи:

Суммарный параметр потока отказов всей цепи при плановом отключении:

$$\omega_{пл} = \sum_{i=1}^{n} \omega_{пл\,i} = 6{,}05 + 0{,}01 = 6{,}06 \;\; 1/год.$$

Среднее число плановых отключений за расчетный период:

$$a_{\sum пл} = t_p \sum_{i=1}^{n} \omega_{пл\,i} = 1 \cdot 6{,}06 = 6{,}06.$$

Средняя суммарная продолжительность всех плановых отключений:

$$T_{\sum пл} = t_p \sum_{i=1}^{n} \omega_{пл\,i} \tau_{пл\,i} = 1\left(0{,}09 \cdot 0{,}8 \cdot 3{,}5 + 0{,}5 \cdot 8 + 1 \cdot 8 + 0{,}5 \cdot 4\right) = 14{,}2 \;\; ч.$$

Средняя продолжительность одного любого планового отключения:

$$\tau_{\sum пл} = \frac{T_{\sum пл}}{a_{\sum пл}} = \frac{14,2}{6,06} = 2,34 \ \ ч.$$

9 Расчет экономической эффективности

При реконструкции электроснабжения населенных пунктов, питающихся от КТП - 10/0,4 кВ 0№ 5-6/160 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” с. Полтавка, района им.М.Жумабаева, необходимо произвести оценку затрат. Затраты на электроснабжение включают в себя затраты на материалы, заработанную плату, амортизационные отчисления, монтаж оборудования и прочие затраты.

Суммарные приведенные затраты являются показателем экономической эффективности, которые в общем случае суммируются из отчислений от капитальных вложений на сооружение линий и подстанций; стоимости потерянной энергии и ущерба от перерывов в электроснабжении:

$$З = Е_н К + И_г + У,$$

где З – суммарные приведенные затраты;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, в энергетике $E_н$=0,12;

К – капиталовложения;

$И_г$ – годовые эксплуатационные расходы (издержки);

У – ущерб.

9.1 Капитальные вложения

Капитальные вложения – затраты материальных денежных и трудовых ресурсов, направленные на создание новых, восстановление и прирост основных фондов. К капитальным вложениям можно относяти затраты, связанные непосредственно с разработкой: затраты на материалы (S_0), затраты на заработанную плату исполнителей ($Ф_{ЗП}$) и социальный налог ($С_н$), расходы, связанные с использованием электроэнергии ($З_э$), амортизационные затраты (А).

Затраты на основные материалы в общем виде рассчитываются:

$$S_M = \sum \left(m_i \cdot Ц_i \cdot k_T \right), \tag{9.1}$$

где m_i - норма расхода i-го материала изделия, кг(шт);

$Ц_i$ - цена одного килограмма (штуки) материала, тг;

k_T - коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные работы;

Стоимость основных материалов с учетом дополнительных затрат составляет 10 % от S_M [6]:

$$S_{O.M} = S_M \cdot 1{,}1. \tag{9.2}$$

Чтобы определить затраты на материалы с учетом замены 145 опор с деревянных на железобетонные, составляем таблицу 9.1.

Таблица 9.1

Затраты на основные материалы с учетом замены опор

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу тенге	Стоимость тысяч тенге
Стойка СВ95-2	штук	145	29500	4277500
Крюк сквозной SOT21	штук	145	2400	348000
Выключатель автоматический ВА51-31	штук	1	7500	7500
Выключатель автоматический ВА51-35	штук	4	7500	30000

Итого				4 663000

Таблица 9.2

Затраты на дополнительные материалы с учетом замены опор

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за единицу тенге	Стоимость тысяч тенге
Крюк накручивающийся PD2.	штук	55	900	49500
Зажим поддерживающий SO130	штук	21	1600	33600
Зажим поддерживающий SO140	штук	14	2000	28000
Зажим анкерный SO157.1	штук	110	850	93500
Зажим ответвительный SLIP22.12	штук	110	1000	110000
Хомут стяжной PER15	штук	300	35	10500
Провод СИП4 4х50	метров	7560	500	3780000
Провод СИП4 2х25	метров	7560	300	2268000
Итого				6 373100

Стоимость основных материалов с учетом дополнительных затрат (9.2):

$$S_{О.М} = 11\ \ 036100 \cdot 1{,}1 = 12\ \ 139710\ \ тенге.$$

Определяем заработанную плату работников, занятых электроснабжением микрорайона. Труд, используемый при этом, оплачивается согласно штатно-окладной системе.

Основная заработанная плата:

$$ЗП_{о} = Т \cdot S_{ч}, \qquad (9.3)$$

где Т – общее затраченное время;

$S_ч$ – часовая тарифная ставка.

Дополнительная заработанная плата:

$$ЗП_{д} = 0{,}2 \cdot П_{о}. \qquad (9.4)$$

Фонд заработанной платы:

$$Ф_{ЗП} = ЗП_{д} + ЗП_{о}. \qquad (9.5)$$

Отчисления на социальный налог [1]:

$$CH = (\Phi_{ЗП} - 0{,}1 \cdot \Phi_{ЗП}) \cdot 0{,}095. \quad (9.6)$$

Нужно рассчитать основную и дополнительную заработанную плату при производстве работ. Тарифная ставка за час ($S_ч$) находится отношением тарифной ставки к произведению продолжительности рабочего дня, согласно закону «О труде» рабочий день составляет 8 часов, и среднее количество рабочих дней за месяц – 22 рабочих дня.

Часовая тарифная ставка составляет

$$S_ч = \frac{J}{22 \cdot 8} = \frac{65000}{22 \cdot 8} = 369{,}32 \text{ тенге.} \quad (9.7)$$

где *J*- средний оклад электромонтажника.

Основная заработная плата вычисляется как произведение часовой тарифной ставки ($S_ч$) и общего затраченного времени (Т). Общее время, затраченное на разработку, составляет t часов:

$$T = \frac{t \cdot 22}{8}, \quad (9.8)$$

где *T*- общее затраченное время;

t- общее время, затраченное на работы, чел.-час.

Чтобы определить общее затраченное время на проведение работ по реконструкции электроснабжения села воспользуемся данными из таблицы 9.2.

Таблица 9.3

Ведомость нормативной трудоемкости

Наименование работ	Нормативная трудоемкость, чел · часов (на единицу)
Демонтаж проводов ВЛ 0,4 кВ	1,68 (на опору)
Демонтаж ответвлений ВЛ 0,4 кВ к зданиям	0,64 (на ответвление)
Монтаж проводов ВЛИ 0,4 кВ	42,25 (на 1 км СИП)
Устройство ответвлений от ВЛИ 0,4 кВ к зданиям	17,1 (на ответвление)
Установка автоматов в ТП	2,76 (на автомат)

Затраты времени на электроснабжение микрорайона приведены в таблице 9.4.

Таблица 9.4

Затраты времени на реконструкцию сетей

Наименование работ	Нормативная трудоемкость, чел · часов (на единицу).	Объем работ	Общая трудоемкость, чел · часов
КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа”			
Демонтаж проводов ВЛ 0,4 кВ	1,68	71 опоры	119,2
Демонтаж ответвлений ВЛ 0,4 кВ к зданиям	0,64	53 ответвления	34
Монтаж проводов ВЛИ 0,4 кВ	42,25	4,76км	201,1
Устройство ответвлений от ВЛИ 0,4 кВ к зданиям	17,1	53 ответвления	906,3
Установка автоматов в ТП	2,76	2	5,52
КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”			
Демонтаж проводов ВЛ 0,4 кВ	1,68	74опор	124,3
Демонтаж ответвлений ВЛ 0,4 кВ к зданиям	0,64	57ответвлений	36,48
Монтаж проводов ВЛИ 0,4 кВ	42,25	4,52	190
Устройство ответвлений от ВЛИ 0,4 кВ к зданиям	17,1	57 ответвлений	974,7
Установка автоматов в ТП	2,76	3	8,28
Итого			2599,8

Следовательно:

$$T = \frac{2,5998 \cdot 10^3 \cdot 22}{8} = 7,14 \cdot 10^3 \, чел \cdot час,$$

$$ЗП_о = 7149 \cdot 369,32 = 2640 \cdot 10^3 \, тенге.$$

Дополнительная заработанная плата (9.4):

$$ЗП_д = 0,2 \cdot 2640 \cdot 10^3 = 528 \cdot 10^3 \, тенге.$$

Фонд заработанной платы (9.5):

$$Ф_{ЗП} = (528 + 2640) \cdot 10^3 = 3168 \cdot 10^3 \, тенге.$$

Отчисления на социальный налог (9.6):

$$СН = (3168 - 0{,}1 \cdot 3168) \cdot 0{,}095 \cdot 10^3 = 270{,}8 \cdot 10^3 \text{ тенге}.$$

Накладные расходы приняты в следующих размерах от фонда заработанной платы:

- затраты на временные здания и сооружения – 4,3 %;
- зимнее удорожание – 3,1 %;
- выслуга лет – 1 %;
- дополнительные отпуска – 0,4 %;
- налоги, сборы, обязательные платежи – 2 %.

Фонд заработной платы $3168 \cdot 10^3$.

Накладные расходы приведены в таблице 9.4

Таблица 9.5

Накладные расходы

Наименование работ и затрат	Расходы, тыс. тенге
Затраты на временные здания и сооружения	136,2
Зимние удорожания	98,2
Выслуга лет	31,6
Дополнительные отпуска	12,6
Налоги, сборы, дополнительные платежи	63,3
Итого	341,9

Амортизация - это износ основных средств в процессе их применения, исчисленный в денежном выражении. Амортизационные отчисления идут на частичное и полное воспроизводство основных фондов, то есть на капитальный ремонт и реновацию (полное восстановление основных фондов). Амортизационные отчисления включаются в себестоимость продукции, следовательно, влияют на цену продукции.

Амортизационные отчисления :

$$A = T \cdot a_i, \tag{9.9}$$

где Т- время, затраченное на разработку;

a_i- часовая амортизация оборудования.

Часовая амортизация:

$$a_i = \frac{S_{O.M}}{(253 \cdot 8)}, \tag{9.10}$$

где $S_{О.М}$- стоимость основных материалов с учетом дополнительных затрат к произведению рабочих дней в году (253 дня) на продолжительность рабочего дня (8 часов).

Определяем амортизацию оборудования в течение месяца (176 часов):

$$A = 176 \cdot a_i . \tag{9.11}$$

Затраты на амортизацию оборудования при реконструкции составят (9.9):

$$a_i = \frac{4\ 663 \cdot 10^3}{253 \cdot 8} = 2{,}3 \cdot 10^3 \text{ тенге},$$

$$A = 176 \cdot 2{,}3 \cdot 10^3 = 404{,}8 \cdot 10^3 \text{ тенге}.$$

Общие капитальные вложения, затраченные на электроснабжение с учетом НДС:

$$K=(Ф_{зп}+СН+S_{ом}+А+S_{н.р})х1{,}12, \tag{9.12}$$

где $Ф_{ЗП}$ - фонд заработанной платы;
СН- отчисления социального налога;
А - амортизация оборудования;
$S_{ом}$ – затраты на материалы;
$S_{н.р}$ – накладные расходы.

$$K = \left(2640 + 528 + 270{,}8 + 11\ \ 036 + 4681{,}6 + 341{,}9\right) \cdot 1{,}12 \cdot 10^3 = 21\ \ 838096.$$

9.2 Годовые эксплуатационные расходы

Стоимость потерь энергии состоит из потерь в линии и потерь в трансформаторе.

Для наиболее загруженной линии КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” стоимость потерь энергии, тг/год:

$$c_{\Delta Эл} = 3 I^2 R \tau c_э \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 80{,}9^2 \cdot 0{,}206 \cdot 2000 \cdot 0{,}53 \cdot 10^3 = 4287 \text{ тг / год},$$

где I - максимальный ток в линии, А;
R - активное сопротивление линии, Ом;

τ - время максимальных потерь, ч/год (определяется по заданному числу часов использования T_{max}=1200 ч/год [4], приведены на рисунке 6.1 [1]); τ =2000 ч/год

$c_э$ - стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии по замыкающим контактам (определяется по заданному числу часов использования, приведены в [1] рисунок 6.2).

Для наиболее загруженной линии КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”:

$$c_{\Delta Эл} = 3 I^2 R \tau c_э \cdot 10^{-3} = 3 \cdot 80{,}5^2 \cdot 0{,}206 \cdot 2000 \cdot 0{,}53 \cdot 10^3 = 4245\, тг/год.$$

Для трансформатора КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” стоимость потерь энергии, тг/год:

$$c_{\Delta Этр} = n \Delta P_x c_{Эх} T + \frac{1}{n} \Delta P_K \left(\frac{S_n}{S_{ном}}\right)^2 c_{Эк} \tau = 1{,}050 \cdot 0{,}53 \cdot 8760 + 3{,}7 \left(\frac{243{,}3}{250}\right)^2 \cdot 0{,}53 \cdot 2000 = 8589\, тг/год$$

,

где n - число трансформаторов в группе;

ΔP_x и $\Delta P_к$ - номинальные потери холостого хода и короткого замыкания соответственно для трансформатора ТМ-250– 10/0,4;

T - время работы трансформаторов, ч/год (при его работе круглый год Т=8760 ч);

$c_Э$ - стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и короткого замыкания соответственно;

S_n - фактическая мощность, протекающая по цепи;

$S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора.

Для трансформатора КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”стоимость потерь энергии, тг/год:

$$c_{\Delta Этр} = n \Delta P_x c_{Эх} T + \frac{1}{n} \Delta P_K \left(\frac{S_n}{S_{ном}}\right)^2 c_{Эк} \tau = 1{,}050 \cdot 0{,}53 \cdot 8760 + 3{,}7 \left(\frac{205{,}8}{250}\right)^2 \cdot 0{,}53 \cdot 2000 = 7533\, тг/год.$$

Годовые эксплуатационные расходы для населенного пункта, питающегося от КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/160 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ”:

$$c_{\Delta Э} = c_{\Delta Эл} + c_{\Delta Этр} = \left(4287 + 4245 + 8589 + 7533\right) = 24 \cdot 10^3\, тенге.$$

9.3 Ущерб от перерыва электроснабжения

Ущерб от перерыва электроснабжения, пропорционален недоотпущенной электроэнергии:

$$У_{НД} = У_0 Э_{НД},$$

где $У_0$ – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, тг/(кВт·ч), в соответствии с таблицей 6.36 [1] выбираем 7,5 тг/(кВт·ч);

$Э_{НД}$ – энергия, недоотпущенная в год из-за отключения потребителей:

$$Э_{НД} = T_{\Sigma} Эгод/8760,$$

где $Э_{год}$- энергия, полученная потребителем за год.

T_{Σ} – время простоя (средняя суммарная продолжительность перерывов электроснабжения в год, вызванная плановыми ремонтами и авариями):

$$У_{НД} = 7{,}5 \cdot 243{,}3 \cdot (11{,}3 + 5{,}1) = 29{,}9 \cdot 10^3 тг.$$

Калькуляция затрат на реконструкцию приведена в таблице 9.6.

Таблица 9.6

Калькуляция затрат на реконструкцию электроснабжение населенного пункта с. Полтавка.

Наименование	Сумма, тыс. тенге.
Капитальные затраты К с учетом НДС, тенге/год, в том числе:	21 838096
- стоимость основных материалов с учетом дополнительных затрат; - фонд заработанной платы; - отчисления на социальный налог; - затраты на амортизацию; - накладные расходы	12 139710 3 168000 270 800 404 800 341 900
Ежегодные отчисления от капитальных затрат, $р_{\Sigma} \cdot К$, тенге/год	31 228
Стоимость потерь электроэнергии $с_{\Delta Э}$, тенге/год	24 000
Ущерб $У_{НД}$, тенге/год	29 900
Годовые эксплуатационные расходы (издержки) $И_г = р_{\Sigma} К + с_{\Delta Э} + У_{НД}$, тенге/год	85 128

$р_{\Sigma}$ - коэффициент отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание для воздушной линии на железобетонных опорах, силового

электротехнического оборудования и распределительных устройств, p_{Σ}=0,039+0,104=0,143, таблица 6.32 [1].

10 Охрана труда и техника безопасности

10.1 Защитные меры электробезопасности

По требованиям ПУЭ, токоведущие части не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны быть под опасным для человека и

животных напряжением не только в нормальных режимах, но и при повреждении изоляции. Под токоведущими частями понимают проводящие части электроустановки, находящиеся в процессе ее работы под рабочим напряжением. К этим частям относятся также рабочие нулевые проводники. Кроме того, различают открытые проводящие части — доступные прикосновению проводящие части электроустановки, нормально не находящиеся под напряжением, но способные оказаться под напряжением при повреждении основной изоляции, и сторонние проводящие части, не являющиеся частью электроустановки. Проводящие ток части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющем опасность поражения электрическим током как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- уравнение потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- малое напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- непроводящие (изолирующие) помещения, зоны, площадки.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение малого напряжения.

Защиту при косвенном прикосновении следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановках превышает 42 В переменного или 110 В постоянного тока.

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, а также обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве и допустимые плотности токов в естественных заземлителях, выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ не обязательно. Использование искусственных заземлителей в качестве заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при

протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Требуемые значения напряжения прикосновения и сопротивления заземляющих устройств при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных погодных условиях.

Определение сопротивления заземляющих устройств должно выполняться с учетом как естественных, так и искусственных заземлителей.

При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически стойкими к токам замыкания на землю.

Основная изоляция токоведущих частей должна покрывать токоведущие части и сохранять свои свойства в процессе эксплуатации. Удаление изоляции должно быть возможно только путем ее разрушения. Лакокрасочные покрытия не являются изоляцией, защищающей от поражения электрическим током, за исключением случаев, специально оговоренных техническими условиями на конкретные изделия.

Ограждения и оболочки в электроустановках напряжением до 1 кВ должны иметь степень защиты не менее IP2X, за исключением случаев, когда большие зазоры необходимы для нормальной работы электрооборудования.

Ограждения и оболочки должны быть надежно закреплены и иметь достаточную механическую прочность.

Вход за ограждение или вскрытие оболочки должны быть возможны только при помощи специального ключа или инструмента, либо после снятия напряжения с токоведущих частей.

Барьеры предназначены для защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям в электроустановках напряжением до 1 кВ или приближения к токоведущим частям на опасное расстояние в электроустановках напряжением свыше 1 кВ. Барьеры должны быть закреплены так, чтобы их нельзя было снять преднамеренно. Барьеры должны быть выполнены из изолирующего материала.

10.2 Расчет контура заземления подстанции

Заземлением называется преднамеренное электрическое соединение ее с заземляющим устройством. Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – это металлический проводник или несколько проводников, имеющих непосредственный достаточно плотный электрический контакт с землей. Заземлитель может быть естественный и искусственный. Заземлитель между

собой и заземляемыми частями электроустановки соединяются металлическими заземляющими проводниками.

В сельских сетях в качестве заземлений рекомендуется применять угловую сталь. В качестве заземлителей используем угловую сталь 50х50х5 мм длиной 2,5 метра. Считаем, что заземлители заложены на глубину 0,7 м и связанны между собой стальной полосой сечением 40х4 мм.

В качестве заземлителей могут быть использованы подземные металлические части и арматура фундаментов зданий, обсадные трубы и т.п.

Когда естественные заземлители не могут обеспечить требуемых показателей заземляющего устройства, то в дополнение к ним устраивают искусственные заземлители.

Заземлению подлежит площадь АхВ=11х9 м, климатический район –I

Определяем расчетное сопротивление одного вертикального электрода:

$$r_B = 0{,}3\,\rho K_{СЕЗ.В} = 0{,}3 \cdot 100 \cdot 1{,}9 = 57\,Ом,$$

где ρ – удельное сопротивление грунта, суглинок ρ = 100 Ом·м; таблица 17.2 [11];

$K_{сез..в}$ – коэффициент сезонности для вертикального заземлителя, для I климатической зоны $K_{сез..в}$ = 1,9, таблица 17.3 [6].

Предельное сопротивление совмещенного заземляющего устройства:

$$R_{ЗУ1} \le \frac{125}{I_З} = \frac{125}{2{,}78} = 45\,Ом,$$

$$I_З = \frac{U_Н \cdot (35 \cdot L_{КЛ} + L_{ВЛ})}{350} = \frac{10 \cdot (35 \cdot 2{,}5 + 10)}{350} = 2{,}78\,А.$$

Требуемое по НН $R_{ЗУ2} \le 4$ Ом на НН

Принимаем $R_{ЗУ2}$ = 4 Ом (наименьшее из двух)

Определяем количество вертикальных электродов:

- без учета экранирования (расчетное)

$$N'_{В.Р} = \frac{r_B}{R_{ЗУ}} = \frac{57}{4} = 14{,}25.$$

Принимаем $N'_{В.Р}$ = 15

- с учетом экранирования

$$N_{В.Р} = \frac{N'_{В.Р}}{\eta_B} = \frac{15}{0{,}51} = 29{,}4,$$

где η_B – значение коэффициента использования электродов,

η_B = 0,51, график 17.5 б [6].

Принимаем $N_{B.P}$ = 30

Так как контурное заземляющее устройство закладывается не менее 1 м, то длина по периметру закладки равна:

$$L_П = (A+2)\cdot 2 + (B+2)\cdot 2 = (11+2)\cdot 2 + (9+2)\cdot 2 = 48\,м.$$

Расстояние между электродами уточняется с учетом формы объекта. По углам устанавливают по одному вертикальному электроду, а оставшиеся – между ними. Для равномерного распределения электродов окончательно принимаем $N_в$ = 32

Определяем уточненные значения сопротивлений вертикальных и горизонтальных электродов:

$$R_Г = \frac{0,4}{L_П \eta_Г}\rho K_{СЕЗ.Г} lg\frac{2L_П^2}{bt} = \frac{0,4}{48\cdot 0,24}\cdot 100\cdot 5,8\cdot lg\frac{2\cdot 48^2}{40\cdot 10^{-3}\cdot 0,7} = 104\,Ом;$$

$$K_{СЕЗ.Г} = F(I)=5,8;$$

$$R_B = \frac{r_B}{N_B \eta_B} = \frac{57}{32\cdot 0,43} = 4,14\,Ом.$$

Определяем фактическое сопротивление заземляющего устройства

$$R_{ЗУ.Ф} = \frac{R_B R_Г}{R_B + R_Г} = \frac{4,14\cdot 112}{4,14+112} = 3,99\,Ом;$$

$$R_{ЗУ.Ф} = \frac{R_B R_Г}{R_B + R_Г} = \frac{4,14\cdot 104}{4,14+104} = 3,98;$$

$$R_{зу.ф}\ (3,98) < R_{зу}\ (4).$$

Следовательно, заземляющее устройство эффективно.

10.3 Требования техники безопасности при монтаже воздушных линий электропередачи

Работы на ВЛ относятся к особо опасным, так как часто связаны с подъемом на опоры и иногда приходится работать на линии, находящейся

под напряжением или вблизи других действующих линий. С точки зрения техники безопасности на ВЛ работают в следующих условиях:

1) на отключенных линиях;

2) на линиях, находящихся под напряжением;

3) на отключенных линиях при совместной подвеске проводов с другими линиями напряжением до и свыше 1000 В;

4) на линиях, находящихся вблизи других действующих линий электропередач.

Работы на ВЛ можно начинать только после выполнения необходимых организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность.

При работе на открытых пространствах в яркие солнечные дни необходимо пользоваться предохранительными солнцезащитными очками с темными стеклами, а в местах песчаных – очками, защищающими от пыли и ветра.

При работах в жаркое время годы нужно остерегаться перегрева и солнечного удара. При работе в зимнее время на открытом воздухе необходимо предусматривать перерывы в работе для обогревания, защиту лица от обморожения фланелевыми масками или смазыванием тонким слоем обезвоженного жира. При температуре воздуха ниже -30° наземные открытые работы должны прекращаться.

Подъем или опускание (сваливание) опор ВЛ производится с помощью механизмов (автокран, лебедка и др.). Монтажникам запрещается влезать на поднятую опору до окончательного ее закреплении. Во время опускания нижнего конца опоры (подножника) в котлован никто из рабочих не должен находиться в нем во избежание увечья или перемещения опоры. Оставлять котлованы с незаконченной их засыпкой на обеденный перерыв или до следующего дня не разрешается. При сооружении линии электропередачи в населенных пунктах руководитель работ должен обеспечить охрану сооружаемого объекта; на участке работ никто из посторонних не должен находиться.

Поскольку опоры линий электропередачи устанавливаются с закрепленными заранее на них штыревыми изоляторами, то монтаж проводов на штыревых изоляторам сводится к раскатке проводов, соединению их в специальных трубчатых соединителях, подъему проводов на опоры, натягиванию и креплению проводов к изоляторам. При монтаже линий на подвесных изоляторах на заранее установленные опоры подвешивают гирлянды из подвесных изоляторов, а затем к гирляндам изоляторов поднимают и закрепляют провода. Все эти работы выполняются на высоте и связаны с опасностью падения, ушибов и ранений людей, а также опасностью при падении инструментов или других деталей с высоты. Очень важно перед подъемом на опору убедиться, что она надежно установлена. В случае если деревянная опора у основания подгнила, ее нужно перед сваливанием укрепить дополнительно баграми, ухватами или оттяжками.

Подъем на деревянную опору осуществляется с помощью монтерских когтей, а на железобетонную – с помощью специальных лазов. При подъеме на сложные стальные и железобетонные опоры при отсутствии телескопической вышки допускается применение лестниц (на высоте до 4,5 м), которые должны быть надежными и устойчивыми.

Заключение

В дипломной работе рассмотрено электроснабжение села Полтавка, района им.М.Жумабаева, Северо – Казахстанской области.

Общая задача, возникающая при проектировании электрических сетей, заключается в выборе самых рациональных решений и в выборе

наилучших параметров этих решений. При этом необходимо решить наиболее характерные задачи:

- выбор конфигурации электрической сети и ее конструктивного исполнения (воздушная, кабельная);
- выбор числа цепей каждой из линий и числа трансформаторов подстанций;
- выбор номинального напряжения линий;
- выбор материала и площади сечений проводов линий;
- обоснование технических средств обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей;
- выбор технических средств обеспечения требуемого качества напряжения;
- обоснование средств повышения экономичности функционирования электрической сети.

Сети напряжением 0,4 кВ проектируют исходя из энергоэкономического обследования потребителей.

Электрические нагрузки на участках линий напряжением 0,4 кВ находят, суммируя расчетные нагрузки на вводах потребителей. При этом учитывают коэффициент одновременности работы потребителей, а при разнородных нагрузках надбавки к нагрузкам.

Нагрузками КТП - 10/0,4 кВ№ 5-6/250 кВА “Школа” и КТП - 10/0,4 кВ № 5-3/250 кВА “МТМ” являются коммунально-бытовые объекты.

По рассчитанным нагрузкам проверяется достаточность мощности трансформаторов подстанции с учетом перспектив роста электрических нагрузок.

При расчете ВЛ 0,4 кВ определены сечение проводов и произведена проверка выбранных проводов по экономической эффективности и по потере напряжения.

Произведен выбор автоматических выключателей и механический расчет линий 0,4 кВ.

Рассчитаны надежность электроснабжения населенного пункта, экономическая эффективность реконструкции, а также рассмотрены вопросы охраны труда и техники безопасности, рассчитано заземление КТП.

В настоящее время в связи с интенсификацией производства, увеличением использования энергии в сельском хозяйстве и применения различных электробытовых приборов необходимо дальнейшее развитие и реконструкция электрических сетей ВЛ 0,4 кВ

Список использованной литературы

1. Под редакцией В.М. Блок, Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов, М.,Высшая школа,-1990 г.,- 384.с

2. В.В.Коваленко В.В., А.В.Иванишина и др., Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по специальности «Электроснабжение сельского хозяйства», Ставропольский государственный аграрный университет, 2004 г.

3. А.А.Герасименко, В.Т. Федин, Передача и распределение электрической энергии, Учебное пособие, Ростов на Дону.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006 г.,-720 с.

4. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ), Алматы, 2007 г.,-588 с.

5. В.П.Шеховцов. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФА –М, 2007.

6. Э.Я. Гричевский и др. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности.- М.:Энергия,1980 348 с.

7. Я.Д. Баркан, Эксплуатация электрических систем, М.,: Высшая школа, 1990 г., 304 с.

8. Л.С.Герасимович, Л.А.Калинин и др. Электрооборудование и автоматизация сельскохозяйственных агрегатов и установок. - М.: Колос, 1980 - 386 с.

9. К.С.Харкута, С.В. Яницкий, Э.В. Ляш, Практикум по электроснабжению сельского хозяйства,-М.: Агроиздат, 1992 г., 223 с.

10. В.Н. Сажин, Электрические системы и сети, конспект лекций для студентов специальности «Электроэнергетика», 2004 г., 70 с.

11. И.А.Будзко, Н.М. Зуль. Электроснабжение сельского хозяйства.- М.: Агропромиздат, 1990 – 496 с.

12. Ю.И.Акимцев, Б.С. Веялис. Электроснабжение сельского хозяйства.-М.:Колос,1983.-484 с.

13. И.Л.Каганов. Курсовое и дипломное проектирование. М.:Колос, 1970.-304 с.

14. Справочная книжка энергетика, -М., «Энергия»,1972 г., 424 с.

15. Е.Н. Андриевский. Эксплуатация оборудования электросетей в сельской местности.- М.:Энергия,1980 – 96 с.

16. П.Г. Аликин, Б.П. Аликин. Монтаж и эксплуатация ТП-6-10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения.- М.:Энергия,1978 – 96 с

17. Э.Я. Гричевский и др. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности.- М.:Энергия,1980 348 с.

18 В.Н. Сажин, Электрические системы и сети, конспект лекций для студентов специальности «Электроэнергетика», 2004 г., 70 с.

19. А.А.Герасименко, В.Т. Федин, Передача и распределение электрической энергии, Учебное пособие, Ростов на Дону.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006 г.,-720 с.

20. В.П.Шеховцов. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФА –М, 2007.

21. И.Л.Каганов. Курсовое и дипломное проектирование. М.:Колос, 1970.-304 с.

22. Астафьев, В.Е. Экономика электрического производства, М, «Высшая школа», 2009 - 126с.

23. Нелипов, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций, изд. 4-е, переработанное и дополненное, М, Энергоиздат, 2008. - 253 с.

24. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: учеб пособие для студ. Элэктр.энерг. специальностей вузов, 2е изд., перераб. и доп. /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Парерно и др.; под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа 1990.-383с.

25. Шингаров В.П. Монтаж кабельных линий. Ульяновск 2002.: Каталог ГПНТБ «з 279/ Ш621».

26. В.П. Шеховцов Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. М.: ФОРУМ: ИНФРА-М 2003.-214с. Ил.

27. Долин П.А Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб пособие для вузов. 3е изд., перераб и доп.-М.: «Знак», 2000г.-440с., ил.

28. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учебное пособие для вузов - 4-е изд., перераб. и доп.-М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608с.: ил.

29. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред Ю.Г. Барыбина и др.-М.: Энергоатомиздат.1991./

30. В.Н. Сажин, Электрические системы и сети, конспект лекций для студентов специальности «Электроэнергетика», 2004 г., 70 с.

31. И.А.Будзко, Н.М. Зуль. Электроснабжение сельского хозяйства.-М.: Агропромиздат, 1990 – 496 с.

32. Ю.И.Акимцев, Б.С. Веялис. Электроснабжение сельского хозяйства.-М.:Колос,1983.-484 с.

33. И.Л.Каганов. Курсовое и дипломное проектирование. М.:Колос, 1970.-304 с.

34. Справочная книжка энергетика, -М., «Энергия»,1972 г., 424 с.

35. Е.Н. Андриевский. Эксплуатация оборудования электросетей в сельской местности.- М.:Энергия,1980 – 96 с.

36. П.Г. Аликин, Б.П. Аликин. Монтаж и эксплуатация ТП-6-10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения.- М.:Энергия,1978 – 96 с

37. В.П.Шеховцов. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: ФОРУМ: ИНФА –М, 2007.

38. И.Л.Каганов. Курсовое и дипломное проектирование. М.:Колос, 1970.-304 с.

39. Астафьев, В.Е. Экономика электрического производства, М, «Высшая школа», 2009 - 126с.

40. Нелипов, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций, изд. 4-е, переработанное и дополненное, М, Энергоиздат, 2008. - 253 с.

41. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: учеб пособие для студ. Элэктр.энерг. специальностей вузов, 2е изд., перераб. и доп. /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа 1990.- 383с.

42. Под редакцией В.М. Блок, Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов, М.,Высшая школа,-1990 г.,- 384.с

43. В.В.Коваленко В.В., А.В.Иванишина и др., Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по специальности «Электроснабжение сельского хозяйства», Ставропольский государственный аграрный университет, 2004 г.

44. А.А.Герасименко, В.Т. Федин, Передача и распределение электрической энергии, Учебное пособие, Ростов на Дону.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006 г.,-720 с.