

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение
(направленность (профиль))

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция системы электроснабжения 0,4 кВ с. Подстепки
Ставропольского района Самарской области»

Студент(ка)

С.Н. Турханов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____

« ____ » _____ 2016 г.

Тольятти 2016

Аннотация

Выпускная квалификационная работа посвящена теме реконструкции системы электроснабжения 0,4 кВ с. Подстепки Ставропольского района Самарской области.

Пояснительная записка содержит 8 разделов, введение, заключение, список использованных источников, приложения. Выпускная квалификационная работа включает 54 листа, 17 рисунков, 12 таблиц, 3 приложения на 12 листах, а также графическую часть на 6 листах формата А1.

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение | 6 |
| 1 Характеристика объекта электроснабжения | 8 |
| 2 Расчет электрических нагрузок и выбор проводников | 10 |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок сетевого района | 10 |
| 2.2 Электрический расчет сети 0,4 кВ | 15 |
| 2.3 Выбор проводов | 17 |
| 2.4 Проверка проводов по потере напряжения | 18 |
| 2.5 Проверка проводов по условиям нагрева | 19 |
| 3 Расчет аварийных режимов и выбор аппаратуры защиты на ТП 10/0,4 кВ | 21 |
| 3.1 Расчет токов короткого замыкания | 21 |
| 3.2 Выбор высоковольтных предохранителей | 23 |
| 3.3 Выбор уставок защиты | 25 |
| 4 Выбор типа и конструкции трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ | 28 |
| 5 Самонесущий изолированный провод | 30 |
| 5.1 Основные сведения | 30 |
| 5.2 Преимущества СИП | 30 |
| 5.3 Места и способы установки линейной арматуры при подвеске СИП–2 на ВЛИ 0,4 кВ | 31 |
| 5.4 Размотка СИП | 34 |
| 5.5 Натяжение ВЛИ и ее анкерное закрепление | 34 |
| 5.6 Замена роликов на промежуточные зажимы | 35 |
| 5.7 Обустройство линейных ответвлений от магистрали | 35 |
| 5.8 Подключение к магистрали | 36 |
| 5.9 Защита ВЛИ от перенапряжений и заземление | 38 |
| 5.10 Обустройство трансформаторных вводов | 39 |
| 6 Экономическая целесообразность выбранного варианта | 40 |

| | |
|--|----|
| 7 Обеспечение безопасности | 41 |
| 7.1 Общие положения | 41 |
| 7.2 Меры обеспечения безопасности при реконструкции систем электроснабжения с. Подстепки | 42 |
| 7.2.1 Организационные меры | 42 |
| 7.2.2 Технические меры | 45 |
| 7.3 Требования к безопасности при монтаже ВЛИ | 45 |
| 8 Молниезащита и расчет заземляющего устройства | 46 |
| 8.1 Молниезащита | 46 |
| 8.2 Расчет заземляющего устройства | 47 |
| Заключение | 51 |
| Список использованных источников | 52 |
| Приложение А | 55 |
| Приложение Б | 59 |
| Приложение В | 65 |

Введение

Основным источником электроснабжения всех отраслей народного хозяйства являются районные энергетические системы, под которыми понимают совокупность электростанций, подстанций, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределении электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

Питающие сети сельскохозяйственного назначения отличаются от аналогичных сетей в других отраслях энергетики относительно небольшими передаваемыми мощностями. Это влияет главным образом на характеристики оборудования, которое требуется для повышения экономичности сетей.

Расчеты показывают, что более половины общих затрат на сельское электроснабжение составляют затраты на распределительные линии среднего и низкого напряжения. У таких линий свыше 70-80% стоимости составляет стоимость строительной части. Поэтому эффективными путями снижения затрат на электроснабжение являются сокращение протяженности распределительных линий улучшением их конфигурации, усовершенствование методов механического расчета проводов и опор, а также применение проводниковых и строительных материалов, позволяющих уменьшить стоимость строительной части линий.

От электрических сетей в сельских районах питается большое количество разнообразных потребителей. Сельские электрические сети характеризуются значительной протяженностью и относительно малой плотностью нагрузок.

Сельским районам присущи следующие типы нагрузок:

- производственные потребители (зерноперерабатывающие пункты, животноводческие фермы, мельницы, теплицы, котельные и т.п.);
- жилые дома в сельских населенных пунктах и районных центрах;

- больницы, школы, магазины и другие предприятия, обслуживающие население;

- прочие потребители.

Для проектирования станций и подстанций, воздушных линий необходимо знание нагрузок отдельных электроприемников и их групп.

В сельском хозяйстве, соответственно, как и в других отраслях народного хозяйства, электрическая нагрузка – величина постоянно изменяющаяся: одни потребители включаются, другие выключаются. Поэтому с продолжением времени непрерывно увеличивается общая нагрузка, растет степень электрификации сельскохозяйственного производства и быта сельского населения.

Реконструкция существующих воздушных линий электропередач 0,4 кВ в с. Подстепки Ставропольского района Самарской области производится с **целью** повышения качества, надежности и экономичности электроснабжения потребителей, сокращение эксплуатационных расходов.

Распределительные сети 0,4 кВ села Подстепки построены в 1980 г. и полностью изношены. Тяжелое экономическое положение жителей сельской местности служит причиной частых хищений проводов ВЛ и электроэнергии. Поэтому тема реконструкции СЭС с. Подстепки является **актуальной**.

Для решения этих проблем предложены следующие **мероприятия**:

- провести реконструкцию существующей сети электроснабжения 0,4 кВ;

- рассчитать возможность применения самонесущих изолированных проводов.

Основанием для выполнения дипломной квалификационной работы послужили:

- данные о техническом состоянии существующих ВЛ 0,4 кВ и КТП 250/10/0,4;

- материалы по обследованию населенного пункта;

1 Характеристика объекта электроснабжения

В выпускной квалификационной работе рассматривается село Подстепки Ставропольского района Самарской области.

Электроснабжение части села, на котором будет производиться реконструкция, осуществляется одной из ВЛ 10 кВ фидера 10, запитанной от районной трансформаторной подстанции «Подстепки» 110/35/10кВ. ВЛ10 осуществляет электроснабжение жилого, административно-общественного и сельскохозяйственного сектора. Объекты сельского хозяйства отличаются исключительным разнообразием условий, в которых приходится работать электрооборудованию.



Рисунок 1 – Карта села Подстепки

Срок службы электрооборудования, эффективность и безопасность эксплуатации зависят в значительной мере от грамотного выбора конструкции, способа монтажа и умелого использования. В быту сельское население применяет различные электроприборы. К ним относятся нагревательные устройства (электрические плиты, кипятильники и водонагреватели, чайники и мультиварки, электрокамины и обогреватели, утюги), холодильники, стиральные машины, пылесосы и многие другие

приборы, облегчающие домашний труд и создающие условия для удобства и комфорта

В процессе развития села стали строить новые улицы, возводить и подключать новые производственные объекты. В результате чего начали строить новые трансформаторные подстанции.

Со временем увеличилась установленная мощность бытовых потребителей и появилась проблема перегрузки существующих трансформаторных подстанций.

Существующие линии электропередач не обеспечивают должным образом электроснабжение села, так как резко увеличилось ее потребление. Протяженность воздушных линий электропередачи 0,4 кВ -1,8 км. Для питания основной линии служит провод А-50, опоры располагаются на расстоянии 30 метров друг от друга.

Реконструированные линии электропередачи, на напряжение 380/220 В, исполнены воздушными с глухозаземленной нейтралью и выполняются на железобетонных опорах на основе стоек СВ85-3. Провода ВЛИ 0,4 приняты марки СИП-2А сечением 3х16+1х25+1х16 с изолированными алюминиевыми фазными жилами и изолированным несущим нулевым проводом из алюминиевого сплава. Выбранный провод проверен по допустимым потерям напряжения в линии, исходя из нормируемых отклонений напряжения у потребителя, а также по условиям срабатывания защиты при одно- и двухфазных коротких замыканиях.

2 Расчет электрических нагрузок и выбор проводников

2.1 Расчет электрических нагрузок сетевого района

Электрические нагрузки являются исходными данными для сложного комплекса экономических и технологических вопросов, возникающих при проектировании электроснабжения сельских районов.

Определение расчетной мощности сельскохозяйственных потребителей осложняется из-за многообразия форм ведения хозяйства, технологий и разнообразия потребителей, не позволяющей с достаточной точностью разработать удельные мощности электрифицируемого объекта.

Определение нагрузок делается для выбора и проверки проводов, и для выбора защитных устройств.

От правильной оценки ожидаемой нагрузки зависят технико-экономические показатели проектируемой системы электроснабжения.

При определении расчетных нагрузок для различных узлов электроснабжения до и свыше 1000В. используются «Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0.38-110 кВ сельскохозяйственного назначения»[9].

Согласно этой методике сначала находят максимальные нагрузки на вводах к потребителям, потом определяются нагрузки во всех точках сетей при помощи коэффициента одновременности.

Расчетные нагрузки участков линии напряжением 0.4 кВ и потребительских подстанций определяются суммированием максимума нагрузок (дневных и вечерних, пиковых, полупиковых, ночных) на вводах к отдельным потребителям с учетом коэффициента одновременности. Если от потребительской подстанции питаются свыше 60 % производственных потребители, то расчет ведется по дневному максимуму, а если жилые дома, то по вечернему максимуму нагрузок. При определении нагрузок ВЛ 0.4 кВ или ТП 10/0.4 кВ, питающих жилые дома или общественно-коммунальные потребители, принимается один общий коэффициент одновременности для

всех потребителей в зависимости от того, какая нагрузка преобладает. В таблице 1 представлены электрические нагрузки производственных и общественных потребителей.

Таблица 1 - Электрические нагрузки производственных и общественных потребителей

| Номера | Наименование подстанции | Установленная мощность кВт. | Расчетная нагрузка на вводе | |
|--------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------|
| | | | Дневной максимум | Вечерний максимум |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | ул.Первомайская | 15 | 6 | 12 |
| 2 | ул. Восточная | 20 | 8 | 16 |
| 3 | Мех. Мастерская | 80 | 55 | 25 |
| 4 | Столовая | 52 | 35 | 3 |
| 5 | Мехток | 450 | 320 | 40 |
| 6 | Котельная | 120 | 90 | 10 |
| 7 | Склады | 22 | 7 | 17 |
| 8 | ул. Жигулевская | 25 | 15 | 15 |
| 9 | Школа | 45 | 20 | 10 |
| 10 | Пер. Спортивная | 16 | 1 | 12 |
| 11 | Пер. Морской | 28 | 9 | 20 |
| 12 | ул. Чкалова | 33 | 11 | 25 |
| 13 | ул. Набережная | 24 | 7 | 15 |
| 14 | Гаражи | 20 | 12 | 4 |
| 15 | Мастерская | 65 | 35 | 35 |

Определяем суммарные нагрузки по линиям с учетом добавки мощности

$$P_p = P_B + \Delta P, \quad (2.1)$$

где P_B - большая из слагаемых нагрузок,

ΔP - добавка мощности для суммирования нагрузок[9].

Таким образом, учитывая данные из таблицы 1 по формуле 2.1 производим расчет, результаты расчета сводим в таблицу 2:

$$P_{B1} = 12 + 3,6 = 15,6 \text{ кВт},$$

$$P_{B2} = 16 + 4,8 = 20,8 \text{ кВт},$$

$$P_{Д3} = 55 + 15,7 = 70,7 \text{ кВт},$$

$$P_{Д4} = 35 + 1,8 = 36,8 \text{ кВт},$$

$$P_{Д5} = 320 + 26,5 = 346,5 \text{ кВт},$$

$$P_{Д6} = 90 + 6 = 96 \text{ кВт},$$

$$P_{Д7} = 17 + 4,2 = 21,2 \text{ кВт},$$

$$P_{Д8} = 15 + 9,2 = 24,2 \text{ кВт},$$

$$P_{Д9} = 20 + 6 = 26 \text{ кВт},$$

$$P_{B10} = 12 + 0,6 = 12,6 \text{ кВт},$$

$$P_{B11} = 20 + 5,4 = 25,4 \text{ кВт},$$

$$P_{B12} = 25 + 6,7 = 31,7 \text{ кВт},$$

$$P_{B13} = 15 + 4,2 = 19,2 \text{ кВт},$$

$$P_{Д14} = 12 + 2,4 = 14,4 \text{ кВт},$$

$$P_{Д15} = 35 + 22,8 = 57,8 \text{ кВт}.$$

Определяем полную мощность по линиям

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}, \quad (2.2)$$

где $\cos \varphi$ – коэффициент мощности [9].

$$S_{B1} = \frac{15,6}{0,93} = 16,8 \text{ кВА},$$

$$S_{B2} = \frac{20,8}{0,93} = 22,4 \text{ кВА},$$

$$S_{Д3} = \frac{70,7}{0,7} = 101 \text{ кВА},$$

$$S_{Д4} = \frac{36,8}{0,85} = 43,3 \text{кВА},$$

$$S_{Д5} = \frac{346,5}{0,7} = 495 \text{кВА},$$

$$S_{Д6} = \frac{96}{0,85} = 112,9 \text{кВА},$$

$$S_{Д7} = \frac{21,2}{0,85} = 24,9 \text{кВА},$$

$$S_{Д8} = \frac{24,2}{0,9} = 26,9 \text{кВА},$$

$$S_{Д9} = \frac{26}{0,85} = 30,6 \text{кВА},$$

$$S_{В10} = \frac{12,6}{0,93} = 13,5 \text{кВА},$$

$$S_{В11} = \frac{25,4}{0,93} = 27,3 \text{кВА},$$

$$S_{В12} = \frac{31,7}{0,93} = 34,1 \text{кВА},$$

$$S_{В13} = \frac{19,2}{0,93} = 20,6 \text{кВА},$$

$$S_{Д14} = \frac{14,4}{0,7} = 20,6 \text{кВА},$$

$$S_{Д15} = \frac{57,8}{0,7} = 82,6 \text{кВА}.$$

По интервалам экономических нагрузок определяем марки и сечение проводов и с учетом роста нагрузок принимаем провод сечением не менее 50 мм². Полученные результаты заносим в таблицу 2.

Таблица 2- Суммарная нагрузка и полная мощность

| № участка | P, кВт | S, кВА |
|-----------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | 15,6 | 16,8 |
| 2 | 20,8 | 22,4 |

Продолжение таблицы 2

| | | |
|----|-------|-------|
| 1 | 2 | 3 |
| 3 | 70,7 | 101 |
| 4 | 36,8 | 43,3 |
| 5 | 346,5 | 495 |
| 6 | 96 | 112,9 |
| 7 | 21,2 | 24,9 |
| 8 | 24,2 | 26,9 |
| 9 | 26 | 30,6 |
| 10 | 12,6 | 13,5 |
| 11 | 25,4 | 27,3 |
| 12 | 31,7 | 34,1 |
| 13 | 19,2 | 20,6 |
| 14 | 14,4 | 20,6 |
| 15 | 57,8 | 82,6 |

Определяем потери напряжения на каждом из участков по формуле (2.3) и заносим в таблицу 3:

$$\Delta U = \frac{S \cdot L \cdot \left[r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi \right]}{U_H} \quad (2.3)$$

Таблица 3 – Потери напряжения на каждом участке сети

| № участка | r_0 , Ом/км | x_0 , Ом/км | L, км | ΔU , В | $\Delta U\%$ |
|-----------|---------------|---------------|-------|----------------|--------------|
| 1 | 0,63 | 0,435 | 0,05 | 0,62 | 0,16 |
| 2 | 0,63 | 0,435 | 0,2 | 3,33 | 0,87 |
| 3 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 2,26 | 0,59 |
| 4 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 0,99 | 0,26 |
| 5 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 11,37 | 2,99 |
| 6 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 2,6 | 0,68 |

| | | | | | |
|-------|------|-------|------|-------|------|
| 7 | 0,63 | 0,435 | 0,1 | 1,9 | 0,5 |
| 8 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 0,6 | 0,16 |
| 9 | 0,63 | 0,435 | 0,05 | 1,17 | 0,31 |
| 10 | 0,63 | 0,435 | 0,05 | 0,5 | 0,13 |
| 11 | 0,63 | 0,435 | 0,35 | 7,09 | 1,86 |
| 12 | 0,63 | 0,435 | 0,72 | 18,23 | 4,8 |
| 13 | 0,63 | 0,435 | 0,2 | 3,06 | 0,8 |
| 14 | 0,63 | 0,435 | 0,1 | 1,53 | 0,4 |
| 15 | 0,63 | 0,435 | 0,03 | 1,85 | 0,49 |
| всего | | | | 57,1 | 15 |

2.2 Электрический расчет сети 0,4 кВ

Производим расчет нагрузок КТП 250/10/0,4. В данной выпускной квалификационной работе рассмотрена реконструкция сети 0,4 кВ питающей только жилой сектор, поэтому наибольшая нагрузка будет зимой в вечерний максимум, расчет ведем для этого периода. Расчетную нагрузку для жилых домов преимущественно новой застройки без газификации принимаем равной $P=2,2$ кВт, но учитывая увеличение потребление электроэнергии на ближайшие 7 лет принимаем $P=2,8$ кВт.

Разбиваем линии КТП по участкам и для каждого участка определяем активную нагрузку с учетом коэффициента одновременности[9].

$$P_B = k_0 \cdot n \cdot P. \quad (2.4)$$

Участок №1:

$$P_B = 0,34 \cdot 17 \cdot 2,8 = 16,18 \text{ кВт},$$

Участок №2:

$$P_B = 0,27 \cdot 22 \cdot 2,8 = 16,63 \text{ кВт},$$

Участок №3:

$$P_B = 0,37 \cdot 11 \cdot 2,8 = 11,4 \text{ кВт},$$

Участок №4:

$$P_B = 0,27 \cdot 21 \cdot 2,8 = 15,88 \text{ кВт},$$

Находим полную нагрузку, учитывая что $\cos\varphi=0,93$:

$$S = \frac{P_B}{\cos\varphi}, (2.5)$$

Участок №1:

$$S = \frac{16,18}{0,93} = 17,4 \text{ кВА},$$

Участок №2:

$$S = \frac{16,63}{0,93} = 17,88 \text{ кВА},$$

Участок №3:

$$S = \frac{11,4}{0,93} = 12,26 \text{ кВА},$$

Участок №4:

$$S = \frac{15,88}{0,93} = 17,07 \text{ кВА},$$

Определяем расчетные токи на участках сети по формуле:

$$I_\phi = \frac{S}{U_n \cdot \sqrt{3}}, (2.6)$$

где I_ϕ - ток в одном фазном проводе, А.

S - сумма полных мощностей потребителей на участке с учетом коэффициента одновременности, кВА.

U_n - линейное напряжение линии, кВ.

Участок №1:

$$I_\phi = \frac{17,4}{0,4 \cdot 1,73} = 25,15 \text{ А},$$

Участок №2:

$$I_\phi = \frac{17,88}{0,4 \cdot 1,73} = 25,84 \text{ А},$$

Участок №3:

$$I_{\phi} = \frac{12,26}{0,4 \cdot 1,73} = 17,72 A,$$

Участок №4:

$$I_{\phi} = \frac{17,07}{0,4 \cdot 1,73} = 26,67 A,$$

2.3 Выбор проводов

Выбор сечения проводов воздушной линии напряжением 0,4 кВ производим по экономической плотности тока.

$$F = \frac{I}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.7)$$

где F - сечение провода, мм²,

I - расчетный ток линии, А,

$j_{\text{ЭК}} = 1,7$ - рекомендуемая экономическая плотность тока для сельских электрических сетей, А/мм².

По полученным данным определяем сечение провода для каждого участка:

Участок №1

$$F = \frac{25,15}{1,7} = 14,8 \text{ мм}^2,$$

Участок №2

$$F = \frac{25,84}{1,7} = 15,2 \text{ мм}^2,$$

Участок №3

$$F = \frac{17,72}{1,7} = 10,4 \text{ мм}^2,$$

Участок №4

$$F = \frac{26,67}{1,7} = 15,7 \text{ мм}^2.$$

Для всех участков выбираем провод марки СИП 3x16+1x25+1x16.

Результаты заносим в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор провода

| № участка | I _ф , А | Срасч, мм ² | Марка провода |
|-----------|--------------------|------------------------|----------------|
| 1 | 25,15 | 17,4 | 3x16+1x25+1x16 |
| 2 | 25,84 | 17,88 | 3x16+1x25+1x16 |
| 3 | 17,72 | 12,26 | 3x16+1x25+1x16 |
| 4 | 26,67 | 17,07 | 3x16+1x25+1x16 |

2.4 Проверка проводов по потере напряжения

Проверка проводов по потере напряжения определяется по формуле:

$$\Delta U = I_{\phi} \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi), \quad (2.8)$$

где I_{ϕ} - ток в одном фазном проводе, А,

r_0 - активное сопротивление линии, Ом/км,

x_0 - реактивное сопротивление линии, Ом/км,

L - длина участка, км.

Участок №1

$$\Delta U = 25,15 \cdot 0,63 \cdot (91 \cdot 0,93 + 0,099 \cdot 0,36) = 28,7B,$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{28,7}{380} \cdot 100\% = 7,5\%,$$

Участок №2

$$\Delta U = 25,84 \cdot 0,36 \cdot (91 \cdot 0,93 + 0,099 \cdot 0,36) = 16,85B,$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{16,85}{380} \cdot 100\% = 4,4\%,$$

Участок №3

$$\Delta U = 17,72 \cdot 0,28 \cdot (91 \cdot 0,93 + 0,099 \cdot 0,36) = 9B,$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{9}{380} \cdot 100\% = 2,3\%,$$

Участок №4

$$\Delta U = 26,67 \cdot 0,54 \cdot (91 \cdot 0,93 + 0,099 \cdot 0,36) = 26,1B,$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{26,1}{380} \cdot 100\% = 6,8\%,$$

Результаты заносим в таблицу 5.

Таблица 5 - Определение потери напряжения

| № участка | I _ф , А | S _{расч} , мм ² | r ₀ , Ом/км | x ₀ , Ом/км | L, км | ΔU, В | ΔU, % |
|-----------|--------------------|-------------------------------------|------------------------|------------------------|-------|-------|-------|
| 1 | 25,15 | 17,4 | 1,91 | 0,099 | 0,63 | 28,7 | 7,5 |
| 2 | 25,84 | 17,88 | 1,91 | 0,099 | 0,36 | 16,85 | 4,4 |
| 3 | 17,72 | 12,26 | 1,91 | 0,099 | 0,28 | 9 | 2,3 |
| 4 | 26,67 | 17,07 | 1,91 | 0,099 | 0,54 | 26,1 | 6,8 |

Расчеты показали, что потери напряжения не превышает ±8 % от номинального, значит выбранные сечения проводов подходят по падению напряжения.

2.5 Проверка проводов по условиям нагрева

Учитывая, что изолированные самонесущие провода охлаждаются менее эффективно, чем неизолированные. Проверку провода по условиям нагрева осуществляем путем сравнения максимального тока нагрузки участка сети с допустимым током участка. Допустимые токи провода СИП приведены в таблице 6.

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}} \quad (2.9)$$

где I_{доп} - максимально допустимый длительный ток нагрузки, А,

I_{доп} для СИП 3x16+1x25+1x16 равен 70 А,

I_{мах} - максимальный ток нагрузки, А.

Для провода 3x16+1x25+1x16наибольший максимальный ток нагрузки будет на участке №4.

70 ≥ 26,67 - условие выполняется.

Таблица 6 - Допустимые токи провода СИП

| Число и номинальное сечение жил, мм ² | Допустимые токовые нагрузки провода, А | |
|--|--|--|
| | допустимый ток нагрузки, не более, А | допустимый ток односекундного к.з., кА |
| 3x16+1x25+1x16 | 100 | 1,5 |

3 Расчет аварийных режимов и выбор аппаратуры защиты на ТП 10/0,4 кВ

3.1 Расчет токов короткого замыкания

Определим значение токов короткого замыкания для проверки надежности срабатывания релейной защиты, отключающих катушек автоматов и плавких предохранителей. Токи короткого замыкания рассчитывают для проверки аппаратуры и токоведущих частей на термическую и динамическую стойкость, выбор релейных защит, заземляющих устройств и грозозащитных разрядников.

$$I_{K1} = U_{\phi} / (Z_m / 3 + Z_n), \quad (3.1)$$

где Z_m - полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, мОм,

U_{ϕ} - фазное напряжение, В,

Z_n - полное сопротивление петли "фаза-ноль", Ом.

$$Z_n = l \cdot \sqrt{(r_{\phi} + r_n)^2 + (x_{\phi} + x_n)^2} \quad (3.2)$$

где l - длина участка, км.;

r_{ϕ} - активное сопротивление фазного провода, Ом/км,

r_n - активное сопротивление нулевого провода, Ом/км,

x_{ϕ} - реактивное сопротивление фазного провода, Ом/км,

x_n - реактивное сопротивление нулевого провода, Ом/км.

Производим расчет:

Участок №1

$$Z_{П1} = 0,63 \cdot \sqrt{(0,91 + 1,38)^2 + (0,0865 + 0,0739)^2} = 2,07 \text{ Ом},$$

$$I_{K3}^1 = 220 / (28,7/3 + 2,07) = 18,9 \text{ А},$$

Участок №2

$$Z_{П2} = 0,36 \cdot \sqrt{(0,91 + 1,38)^2 + (0,0865 + 0,0739)^2} = 1,18 \text{ Ом},$$

$$I_{K3}^1 = 220 / (28,7/3 + 1,18) = 20,47 \text{ А},$$

Участок №3

$$Z_{П3} = 0,28 \cdot \sqrt{(0,91 + 1,38)^2 + (0,0865 + 0,0739)^2} = 0,92 \text{ Ом},$$

$$I_{КЗ}^I = 220 / (28,7/3 + 0,92) = 20,98 \text{ А},$$

Участок №4

$$Z_{П4} = 0,54 \cdot \sqrt{(0,91 + 1,38)^2 + (0,0865 + 0,0739)^2} = 1,78 \text{ Ом},$$

$$I_{КЗ}^I = 220 / (28,7/3 + 1,78) = 19,39 \text{ А},$$

Рассчитываем токи короткого замыкания:

$$U_{\phi} = 400 \text{ В} - \text{ базисное напряжение},$$

$$S_{кз} = 400 \text{ МВА} - \text{ мощность к.з. системы}.$$

Сопротивление питающей системы:

$$X_c = U_{\phi}^2 / S_{кз}, \quad (3.3)$$

$$X_c = 400^2 / 40000 = 4 \text{ мОм}.$$

Сопротивление трансформатора 10/0,4 кВ S=250 кВА,

$$R_T = 9,4 \text{ мОм} - \text{ активное},$$

$$X_T = 27,2 \text{ мОм} - \text{ реактивное}.$$

Сопротивление линии высокого напряжения находим по формулам:

$$X_l = x \cdot L \cdot (U_{\phi} / U_{с.н})^2 \cdot 10^3, \quad (3.4)$$

$$R_l = r \cdot L \cdot (U_{\phi} / U_{с.н})^2 \cdot 10^3, \quad (3.5)$$

где X_l - индуктивное сопротивление линии, Ом;

R_l - активное сопротивление линии, Ом;

x - индуктивное сопротивление, Ом/км;

r - активное сопротивление, Ом/км;

L - длина линии, км.

$$X_l = 27,2 \cdot 1,8 \cdot (0,4/10,5)^2 \cdot 10^3 = 71,05 \text{ мОм},$$

$$R_l = 9,4 \cdot 1,8 \cdot (0,4/10,5)^2 \cdot 10^3 = 24,55 \text{ мОм}.$$

Находим результирующие сопротивления:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}, \quad (3.6)$$

$$R_{\Sigma} = R_m + R_l = 9,4 + 24,55 = 33,95 \text{ мОм},$$

$$X_{\Sigma} = X_T + X_L + X_C = 27,2 + 71,05 + 4 = 102,25 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma} = 103,95 \text{ мОм}.$$

Периодическую составляющую тока трехфазного замыкания определяем по формуле:

$$I_{к0,4}^3 = U_{\phi} / (\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}), \quad (3.7)$$

$$I_{к0,4}^3 = 400 / (\sqrt{3} \cdot 103,95) = 2224 \text{ А}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания.

$$I_{к0,4}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{к0,4}^3, \quad (3.8)$$

$$I_{к0,4}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2224 = 1923,8 \text{ А}.$$

3.2 Выбор высоковольтных предохранителей

Для защиты цепей от повышения тока применяются плавкие предохранители. На ТП их нужно установить в цепях высокого напряжения и низкого. Для выбора предохранителя необходимо знать номинальное напряжение, номинальный длительный ток плавкой вставки и предельный отключаемый ток.

В цепи ВН – 10 кВ:

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.9)$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность силового трансформатора, кВА,

$U_{ном}$ – номинальное напряжение силового трансформатора, кВ.

$$I_{ном} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 13,7 \text{ А}.$$

Для защиты ВН – 10 кВ используем предохранитель ПКТ101-10-16-31,5У3. Внешний вид приведен на рисунке 2. Технические характеристики в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики предохранителя ПКТ101-10-16-31,5У3

| Характеристики | Параметры |
|-----------------------------|-----------|
| Класс напряжения, кВ | 10 |
| Номинальный ток, А | 16 |
| Номинальный ток отсечки, кА | 31,5 |
| Диаметр, мм | 55 |
| Длина, мм | 412 |
| Климатическое исполнение | У3 |
| Вес, кг | 4.90 |



Рисунок 2 – Высоковольтный предохранитель ПКТ 101-10-16-31,5 У3

Высоковольтный предохранитель ПКТ 101-10-16-31,5 У3 используется для защиты силового оборудования подстанции на напряжении 10 кВ.

В цепи НН – 0,4 кВ:

$$I_{ном} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 362,3 А.$$

Для защиты НН – 0,4 кВ используем предохранитель ПН 2 - 400.

Предохранители ПН 2 - 400А с неразборной плавкой вставкой предназначены для защиты электрооборудования промышленных установок и электрических сетей трёхфазного переменного тока напряжением 380 В частотой 50 и 60 Гц и цепей постоянного тока с номинальным напряжением 220 В при перегрузках и коротких замыканиях.

Внешний вид приведен на рисунке 3. Технические характеристики в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики предохранителя ПН 2 - 400

| Характеристики | Параметры |
|------------------------------------|-----------|
| Класс напряжения, кВ | 0,4 |
| Номинальный ток, А | 400 |
| Номинальный ток плавкой вставки, А | 400 |
| Номинальный ток отсечки, кА | 40 |
| Вес, кг | 1,54 |

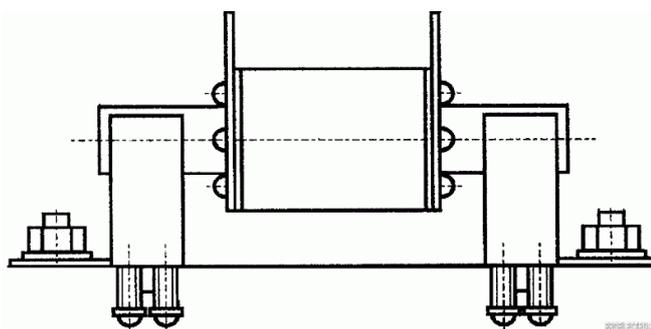


Рисунок 3 – Предохранитель ПН 2 - 400

3.3 Выбор уставок защиты

На КТП 250/10/0,4 кВ для коммутации и защиты от короткого замыкания линий 0,4 кВ устанавливаются автоматические выключатели серий ВА-СЭЦ-TS, так как по сравнению с А3100 он допускает большее число оперативных включений и отключений. Имеет большую износостойчивость контактов и в нем возможна регулировка тока уставки теплового расцепителя. В качестве дополнительной защиты применяем реле РЭВ-571, включенное в цепь нулевого провода и воздействующее на независимый расцепитель автоматического выключателя.

Автоматический выключатель должен быть отстроен по условиям надежного несрабатывания в нормальном режиме:

$$I_{H.T} \geq 1,25 \cdot I_{p.max} \quad (3.10)$$

$$I_{\vartheta} \geq 1,25 \cdot I_{max}, \quad (3.11)$$

где $I_{H.T}$ - номинальный ток теплового расцепителя, А;

I_{ϑ} - ток срабатывания электромагнитного расцепителя, А;

$I_{p.max}$ - рабочий ток нагрузки, А;

I_{max} - максимальный ток в линии с учетом пускового тока, А.

Автоматический выключатель должен быть также настроен по условиям надежного срабатывания в аварийных режимах:

$$I_K^l / I_{H.T} \geq 3 \quad (3.12)$$

$$I_K^l / I_{\vartheta} \geq 1,4, \quad (3.13)$$

где I_K^l - ток при однофазном коротком замыкании в конце защищаемого участка, А.

Ток срабатывания защиты от однофазных коротких замыканий определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = 1,25 \cdot I_{н.б.}, \quad (3.14)$$

где $I_{н.б.}$ - наибольший ток в нулевом проводе, обусловленный несимметрией нагрузки.

$$I_{н.б.} = (0,3 \dots 0,5) \cdot I_{p.max} \quad (3.15)$$

Здесь следует отметить следующее. Если условия

$$I_K^l / I_{H.T} \geq 3 \quad (3.16)$$

$$I_K^l / I_{\vartheta} \geq 1,4 \quad (3.17)$$

не выполняются, то на нулевом проводе устанавливают реле РЭВ - 571 и выбирают ближайшую уставку $I_{усл.о}$

Надежное срабатывание защиты обеспечивается при условии:

$$I_K^l \geq 2 \cdot I_{усл.о} \quad (3.18)$$

Произведем выбор уставок защиты на КТП

Определяем расчетный ток теплового расцепителя

$$I_{max} = 26,67 \text{ А}$$

$$I_{н.р} = 1,25 \cdot 26,67 = 33,34 \text{ А.}$$

Выбираем автомат серии ВА-СЭЩ-TS $I_{н.} = 63 \text{ А}$ и $I_{н.р} = 40 \text{ А}$.

Принимаем $I_{н.э}=3 \cdot I_{н.р}=120$ А.

Проверяем по условию (3.16) $19,39/40=0,5 < 3$, условие не выполняется, поэтому на нулевой провод устанавливаем реле РЗВ-571. Определяем ток срабатывания от однофазного короткого замыкания.

$$I_{нб}=0,3 \cdot 26,67=8 \text{ А.}$$

$$I_{с.з.о.} = 1,25 \cdot 8= 10 \text{ А}$$

Выбираем ближайшую уставку на нулевом электромагнитном расцепителе:

$$I_{уст.0}=(0,7 \dots 3) \cdot I_{н.реле},$$

где $I_{н.реле}$ - номинальный ток реле. В нашем случае $I_{н.реле}=10$ А

Находим уставку:

$$I_{уст.0} = 1 \cdot 10 = 10 \text{ А.}$$

Проверяем выполнение условия (3.18) $19,38 \geq 10$ - условие выполняется.

Полученные данные сводим в таблицу 9.

Таблица 9 - Выбор аппаратуры защиты на КТП

| Наименование аппаратуры защиты. | Щит 10 кВ | Щит 0,4 кВ | |
|---|---------------------|------------|------------|
| Тип защиты. | ПКТ101-10-16-31,5УЗ | ВА-СЭЦ-TS | ПН 2 - 400 |
| Номинальный ток, А. | 16 | 63 | 400 |
| Номинальный ток теплового расцепителя, А. | | 40 | |
| Ток срабатывания эл. магнитного расцепителя, А. | | 120 | |
| Уставка на нулевом проводе, А. | | 20 | |

4 Выбор типа и конструкции трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

В качестве потребительских ТП в сети электроснабжения с. Подстепки установлены комплектные трансформаторные подстанции КТП 10/0,4 кВ наружной установки с одним трансформатором марки ТМ–250 кВА. Раньше был установлен трансформатор на 160 кВА, но из-за увеличения мощности потребителей, он был перегружен. Для того чтобы не было перегрузок была произведена замена на 250 кВА. Технические характеристики силового трансформатора ТМ–250 кВА приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Технические характеристики трансформатора ТМ–250 кВА

| Тип | $S_{\text{ном}}$, кВА | Сочетание напряжений | | Схема и группа соединения обмоток | Потери, кВт | | $U_{\text{кз}}$, % | $I_{\text{хх}}$, % | Вид переключения ответвлений обмоток |
|-----|---------------------------|----------------------|-----|-----------------------------------|-------------|-----|---------------------|---------------------|--------------------------------------|
| | | ВН | НН | | ХХ | КЗ | | | |
| ТМ | 250 | 10,5 | 0,4 | Y-Y-0 | 0,74 | 3,7 | 4,5 | 2,3 | ПВВ |

КТП монтируется на железобетонных стойках, устанавливаемых в пробуренных котлованах. В качестве стоек приняты типовые приставки ПТО-2,2-4,25. На концевой опоре у подстанции устанавливается комплект разъединителя типа РЛНД-1-10 с приводом типа ПРНЗ-10.

ПТО-2,2-4,25 - являются наиболее распространенным типом приставок, который используется для монтажа навесных линий электропередач. Временные линии электропередач, прокинутые, например, к бытовкам или строительной площадке обязательно нужно устанавливать на железобетонные опоры.

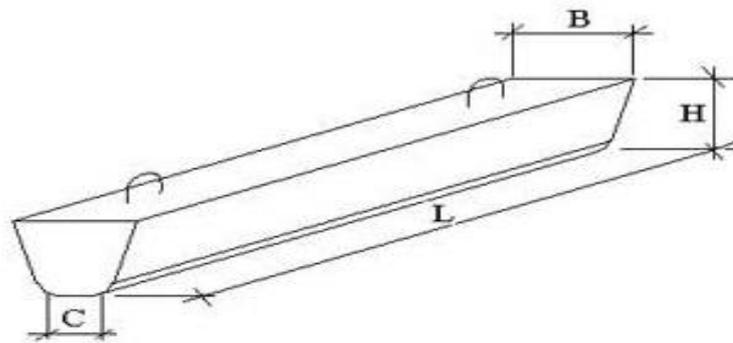


Рисунок 4 - Приставка ПТО-2,2-4,25

РЛНД-1-10 – предназначен для включения под напряжением обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи ножей заземления. Управление разъединителями осуществляется приводом ПРНЗ - 10



Рисунок 5 - РЛНД-1-10 с приводом типа ПРНЗ-10

5 Самонесущий изолированный провод

5.1 Основные сведения

За время эксплуатации воздушных линий 0,4 кВ с неизолированными проводами были выявлены следующие причины отключения. Это схлестывания неизолированных проводов, окисления контактов, обрывов проводов при мокром снеге и в результате образования гололеда, отгорания контактов на вводах в ТП 10/0,4 кВ и механических повреждений проводов крупногабаритным транспортом, тракторами.

Для снижения отключений в распределительных сетях 0,4 кВ широко применяется самонесущий изолированный провод (СИП). Чаще всего он применяется в сетях, предназначенных для электроснабжения населенных пунктов, комплексов для разведения животных и птиц, зерноперерабатывающих производств и других объектов в сельской местности.

Был разработан межгосударственный стандарт ГОСТ 31946-2012, на самонесущие изолированные и защищенные провода, напряжением 0,4 и 6-35 кВ, который вступил в действие с 01.01.2014 г. и является действующим. Этот стандарт определяет основной тип и конструкцию СИП для сооружения магистральной ЛЭП [21].

Наиболее распространенные сечения СИП и сравнение их параметров приведены в приложении А.

5.2 Преимущества СИП

Основные преимущества СИП включают в себя уменьшение затраты на монтаж линий электропередач, возможность сооружения ЛЭП (ВЛИ) без вырубки просек, упрощен процесс прокладки новой линии, относительная простота замены существующей линии, одновременный монтаж телефонных линий, снижение затрат на обслуживание, высокая безопасность

обслуживания, низкое обрастание гололедом и снегом изолированной поверхности проводника, безопасная работа вблизи ВЛИ до 1 кВ, увеличение длины пролета до 60м., значительное снижение числа случаев вандализма и воровства[20].

5.3 Места и способы установки линейной арматуры при подвеске СИП–2 на ВЛИ 0,4 кВ

Сооружение ВЛИ - 0,4 кВ, реконструируемой части сети электроснабжения с. Подстепки, целесообразно вести по отдельным подстанциям 10/0,4 кВ и отдельным участкам. В целях сокращения времени отключения потребителей строительство ВЛИ целесообразно проводить в летний сезон и в минимальные сроки.

Монтаж ВЛИ начинают с установки опор. Опоры бывают:

- железобетонные (типа СВ95 и СВ85),
- деревянные (типа С1 и С2),
- металлические.

Во время проектирования и установки опор для ВЛИ необходимо учитывать особенности климата при эксплуатации в российских распределительных сетях: зимой провода линии могут стать тяжелыми в несколько раз в связи с оттепелью, мокрым снегом и заморозками. В таких случаях предпочтительно устанавливать в грунт деревянные опоры.

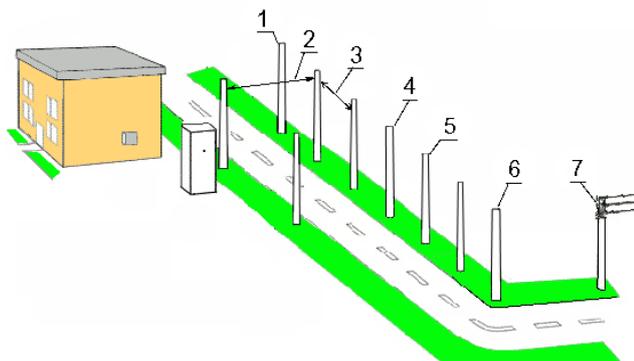


Рисунок 6 – Пролеты и опоры

Опора:

- Промежуточная (рисунок 6, позиция 5),
- Анкерная (рисунок 6, позиция 7),
- Концевая (рисунок 6, позиция 1),
- Ответвительная (рисунок 6, позиция 4),
- Угловая (рисунок 6, позиция 6).

Длина пролета:

- Между опорами (рисунок 6, позиция 3),
- Ответвления для ввода (рисунок 6, позиция 2).

Монтаж крепежных устройств заключается в закреплении металлических кронштейнов или крюков, которые удерживают СИП.

Кронштейны в монтаже используются согласно проекту и техническим характеристикам.

Крепление кронштейнов на опорах делается с помощью стальной ленты из нержавеющей стали или с помощью болтов и шурупов.

Ниже на рисунке 7 показаны два случая, когда скрепа относительно основания кронштейна (арматуры) СИП размещается в боковом секторе "А" или "С", а ее "усики" сориентированы в сторону, противоположную от кронштейна. В этих случаях прочность узла крепления близка к максимальной.

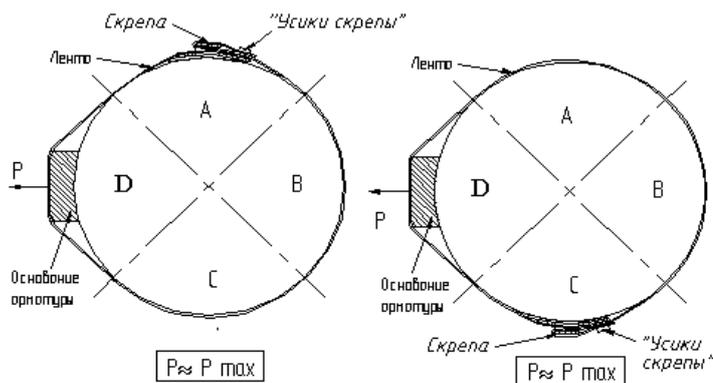


Рисунок 7 – Размещение скрепы на опоре при креплении СИП

Прочность узла крепления уменьшается при переходе скрепы в сектор "В" и будет дальше уменьшаться, если в секторах "А" и "С" скрепу сориентировать "усиками" в сторону кронштейна.

Предельных значений прочности (минимальной или максимальной) можно достичь на границе секторов "А" - "D" и "С" - "D".

Указанные факторы следует учитывать при проектировании и монтаже ВЛИ для определенных условий эксплуатации:

- нет необходимости выполнять узлы крепления ВЛИ особо прочными, если линия расположится в местах с повышенной опасностью ее разрушения (случайный наезд автомобиля на опору, частое падение деревьев на провода),

- видимо узлы крепления ВЛИ должны быть более прочными на открытой местности, где часты ветровые нагрузки, обледенение в зимний период,

- в зонах низкого риска можно реализовывать узлы крепления ВЛИ средней прочности, что позволит экономить на расходе ленты монтажной.

Анкерный кронштейн (рисунок 7, позиция 3) крепится к опоре в заданном месте с помощью монтажной ленты из нержавеющей стали, концы которой при монтаже фиксируются скрепой (рисунок 7, позиция 2), с использованием инструмента – лентонатяжителя.

При монтаже до окончательной затяжки ленты продольная ось анкерного кронштейна должна:

- совпадать с плоскостью подвески линии до соседней опоры для концевой и анкерной опоры, а также для угловой опоры с двумя кронштейнами,

- образовывать с плоскостью подвески линии угол не более $50^{\circ}21'$ для одинарного анкерного крепления и опоры с прямоугольным сечением,

- образовывать с плоскостями подвески линий углы в пределах от 40° до 140° градусов для двойного анкерного крепления.

Способы анкерных креплений и прокладки СИП по фасаду приведены в приложении Б.

5.4 Размотка СИП

Жгут самонесущего провода разматывается с барабана, установленного на раскаточной тележке, при помощи механической лебедки, установленной с противоположного от барабана конца линии, по раскаточным роликам, закрепленным на опорах. Размотка показана на рисунке 8.

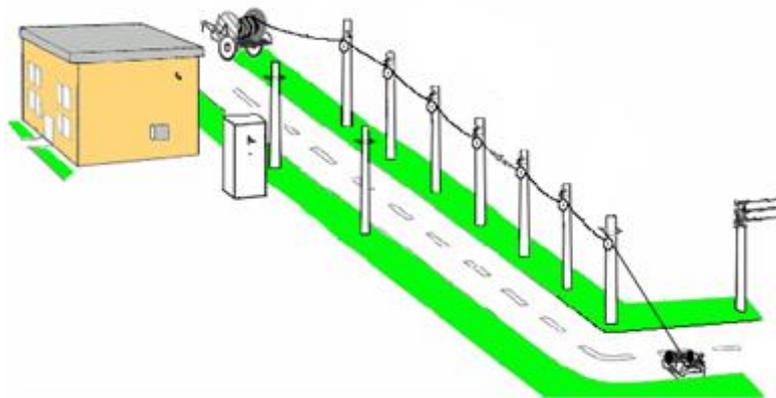


Рисунок 8- Размотка СИП

Для того, чтобы жгут СИП прошел свободно через ролики, используют вспомогательный трос и комплект «вертлюг-монтажные чулки».

Подробная размотка СИП, рекомендации и предостережения изложены в [20].

5.5 Натяжение ВЛИ и ее анкерное закрепление

После размотки жгута СИП нужно закрепить провод анкерным зажимом на последней опоре. Механическая лебедка в это время должна держать линию в натянутом положении.

При помощи инструментов для натяжения линии: ручной лебедки, закрепленной на ближней опоре, и натяжного устройства SCT линия должна быть натянута до требуемого проектом значения силы натяжения, контролируемого динамометром DY.

Натянутую ручной лебедкой линию на ближней опоре необходимо закрепить анкерным зажимом.

После этого СИП можно освободить из монтажного чулка и заизолировать, если требуется, концы провода наконечниками или колпачками(капами).

Так же нужно оставить запас СИП на ближайшей опоре, а остаточный провод нужно отрезать секторными ножницами.

5.6 Замена роликов на промежуточные зажимы

После того, как натянули СИП и закрепили его анкерными зажимами, на концевых опорах требуется замена роликов промежуточными зажимами на промежуточных опорах и, при необходимости, на угловых.

Перед закреплением нейтрали СИП в промежуточном зажиме нужно раскрыть фиксатор зажима и туда вставить нейтральный провод. После провод необходимо прижать к ложу зажима фиксатором до упора.

Еще требуется стяжка жгута СИП со всех сторон на расстоянии 20...30 см при помощи кабельных ремешков во избежание дальнейшего смещения проводников друг от друга при воздействии окружающей среды.

Если нейтральный провод сняли с ролика и закрепили в зажиме, то больше нет нужды в монтажном ролике и его можно снять.

5.7 Обустройство линейных ответвлений от магистрали

Для ответвления от магистрали ВЛИ (линейное ответвление или ответвление от ВЛИ к вводу) необходимы размотка СИП, закрепление проводов, натяжение, закрепление и подключение линии к потребителю и магистрали.

Размотка СИП для ответвительной линии производится аналогично размотке магистральной ВЛИ. Отличия имеют ответвления для потребителей

и абонентов. В этом случае эксплуатируется СИП без несущего провода.

Закрепление проводов в начале ответвительной линии производится комплектом анкерных креплений: зажимами и кронштейнами.

Натяжение ответвительной линии и закрепление ее конца аналогично магистральной. Отличием является крепление конца ответвительной линии на стенах и фасадах домов.

Для крепления кронштейна на фасаде дома используются шурупы или дюбеля. После на кронштейн можно крепить анкерный зажим с проводником.

Если есть наличие промежуточных опор в ответвительной линии, то СИП с изолированной нейтралью можно закрепить промежуточными зажимами или анкерными зажимами, если имеется значительный изгиб линии.

Подключение ответвительной линии к потребителю осуществляется герметичными изолированными наконечниками, опрессовываемыми ручным прессом.

Провод ответвительной линии прокладывается к месту подключения, лишний провод удаляется ручными секторными ножницами.

Размер наконечника подбирается по сечению монтируемого провода.

Подключение ответвительной линии к магистральной ВЛИ производится прокалывающими зажимами.

5.8 Подключение к магистрали

Подключение к магистрали ВЛИ линейного ответвления и ответвления к вводу осуществляется с помощью изолированных соединителей (их еще называют ответвительными зажимами) с прокалыванием изоляции (рисунок 9).

Соединение жил осуществляется в соединителе за счет прокалывания зубцами контактных пластин изоляции проводников и дальнейшего

внедрения этих зубцов в скрутку проводников. Зубцы прижимают провода под действием силы сжатия, создаваемой вращением срывной головки затяжного болта.



Рисунок 9 - Ответвительный зажим

Отличительными особенностями этих соединителей являются:

- нет необходимости обесточивать магистраль при выполнении электромонтером работ по подключению ответвления к магистрали, т.к. затяжной болт соединителя изолирован от контактных пластин соединителя;

- нет необходимости зачищать изоляцию на подключаемом проводе и на проводе магистрали, т.к. на этих проводах, вставленных в соединитель, изоляция прокалывается зубцами контактных пластин соединителя во время затяжки болта;

- электрический контакт в месте соединения двух проводов получается надежным, т.к. при затяжке болта зубцы контактных пластин проникают на определенную глубину в тело многожильного проводника и за счет большого контактного давления обеспечивают высокую нагрузочную способность контакта;

- затяжку болта соединителя можно вести обычным ключом, не опасаясь повреждения жилы СИП от больших усилий, т.к. усилие затяжки ограничивается прочностью срывной головки на затяжном болте, которая срывается при определенном усилии, достаточном для надежного

проникновения зубцов контактных пластин в тело проводника;

- нет необходимости одевать на смонтированный соединитель дополнительный герметизирующий кожух, т.к. корпус соединителя выполнен из жесткого изоляционного материала со встроенным резиновым уплотнителем, заполненным смазкой.

Перед проведением монтажа ответвительных зажимов необходимо сверить на соответствие сечения соединяемых проводов с характеристиками подготовленных к монтажу зажимов.

Например, для магистрали ВЛИ с нулевым и фазными проводниками сечением 50 мм^2 и ответвления с двумя проводниками сечением 16 мм^2 ответвительный зажим типа P2X95 можно применять, в то время как применение зажима типа P3X95 в данном случае не допустимо, т.к. он рассчитан на проводник ответвления сечением от 25 до 95 мм^2 .

Правильный выбор ответвительного зажима - это один из факторов, влияющих на качество соединения проводов.

Подключение выполняется по очереди для каждого проводника линии ответвления.

Проводник магистрали выделяется из жгута ВЛИ и вставляется в соответствующий просвет ответвительного зажима, в другой просвет вставляется проводник ответвления до полного упора его в колпачке.

5.9 Защита ВЛИ от перенапряжений и заземление

Защиту ВЛИ от перенапряжений необходимо выполнять во всех случаях, предусмотренных в [20].

Необходимо уделять особое внимание опасным участкам ВЛИ, знать и уметь применять заземляющие устройства, ограничители перенапряжений и разрядники, установленные на опорах ВЛИ.

5.10 Обустройство трансформаторных вводов

Для подключения ВЛИ к трансформатору необходимо закрепить окончание СИП к фасаду ТП анкерным креплением, после чего ВЛИ протягивают внутрь здания через кабельный канал. Далее отмеряется нужная длина проводов до трансформатора, лишнее удаляется. Концы проводов изолируются наконечниками и запрессовываются.

Наконечники закрепляются болтовым соединением на клеммах трансформатора.

6 Экономическая целесообразность выбранного варианта

Сравнение ВЛН и ВЛИ.

а) Воздушные линии неизолированные (ВЛН) 0,4 кВ.

ВЛН 0,4 кВ требуют значительных затрат во время строительства и на их эксплуатацию в дальнейшем. Различные природные факторы разрушают линии. При эксплуатации ВЛН необходимо время от времени расчищать трассы ВЛН от деревьев и кустарников. Это требует дополнительных расходов, которых невозможно избежать.

б) Воздушные линии изолированные (ВЛИ) 0,4 кВ,СИП.

ВЛИ 0,4 кВ показывают отличную эффективность их применения в строительстве и эксплуатации. По объему затрат на строительство ВЛИ примерно равно объему затрат на строительство ВЛН (разница около 25%). Но есть различия в структуре затрат (см. приложение В).

ВЛИ особо не нуждаются в затратах на обслуживание. Опыт использования ВЛИ показывает, что резко сократилось число отключений. Исходя из наличия положительных качеств ВЛИ в зарубежных странах, ВЛН 0,4 кВ в настоящее время уже не строятся.

При проектировании ВЛИ следует иметь в виду что можно использовать укороченные стойки, снижение затрат в будущем, малые строительные сроки и объемы работ, снижение расходов на строительство.

Для уменьшения затрат во время проектирования ВЛИ 0,4 кВ весьма эффективно будет использование конструктивных особенностей данного типа линий. Например, применение стоек под опоры ВЛИ, увеличивающие длину пролетов и строительство ВЛИ только на одной стороне улицы, возможность подвесить на одной опоре несколько цепей, возможность перехода с СИП если есть преграды расстоянием до 500 м., сокращаются сроки строительства на 30-40%.

7 Обеспечение безопасности

7.1 Общие положения

Безопасность - состояние, с определенной вероятностью исключающее воздействие опасности на человека.

Опасность - ситуация, при которой возможно возникновение явлений или процессов негативного воздействия на людей и приводящих к материальному ущербу или разрушительно влияющих на окружающую среду.

Любая деятельность человека потенциально опасна.

Безопасность труда - состояние условий труда, при которых исключено воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов.

Так как в настоящее время электрическая энергия занимает особое место среди различных известных видов энергии и расширяется сфера применения электрической энергии, огромную роль играет обеспечение безопасности при ее использовании. Электрический ток потенциально опасен, т.к. органами осязания не в состоянии определить наличие опасности его. При неумелом обращении электрическое оборудование несет потенциальные опасности для людей как эксплуатирующих электрические установки, так и находящихся вблизи людей. Поскольку видимых признаков грозящей им опасности нет, они могут попасть под их воздействие неожиданно.

Анализы смертельных несчастных случаев на производстве показывают, что пострадавшие поражаются электрическим током до 40%, а в энергетике - до 60%. Большая часть смертельных электрических поражений (до 80%) наблюдается в электроустановках до 1 кВ.

Защитные меры должны вполне обеспечивать безопасность, но требования к ним должны быть разумными, без «перестраховки». Для

определения этих требований надо ознакомиться с действием электрического тока на организм человека и приложенного напряжения, а также их зависимостью от параметров электроустановки - рода тока, напряжения, частоты и т.п.

Разработка мероприятий по устранению опасностей и вредностей осуществляется с учетом вида электроустановки, выполняемых работ по обслуживанию и эксплуатации электроустановки.

В бакалаврской работе разработаны технические мероприятия по реконструкции системы электроснабжения с. Подстепки Ставропольского района Самарской области. При этом необходимо соблюдать организационные и технические меры по обеспечению безопасных работ на объекте при напряжении питающей сети ниже 1000 В с учетом требований ПУЭ.

7.2 Меры обеспечения безопасности при реконструкции систем электроснабжения с. Подстепки

7.2.1 Организационные меры

Организационная работа по обеспечению безопасности труда работников определяются законодательными и нормативными документами Российской Федерации и отраслей народного хозяйства.

Ответственность за электробезопасность в целом несет начальник РЭС. Ответственность за выполнение работ возлагается на главного энергетика, имеющего V или VI группу допуска.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются;

- ✓ оформление работ нарядом допуска, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ✓ допуск к работе;
- ✓ надзор во время работы;

✓ оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

✓ выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

✓ ответственный руководитель работ;

✓ допускающий;

✓ производитель работ;

✓ наблюдающий;

✓ члены бригады.

Допуск к работе с электрооборудованием, определяется видом выполняемых работ с учетом категории персонала:

- административно-технический персонал - руководители и специалисты, в обязанности которых входят обязанности по организации технического и оперативного обслуживания (выдача нарядов и распоряжений), проведения ремонтных работ в электроустановках, имеющую группу V - в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000В.;

- оперативный персонал - лица, осуществляющие оперативное управление и обслуживание электроустановок (осмотр, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации). Старший работник из числа оперативного персонала, выполняющий работу или осуществляющий наблюдение за работающими в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В - группу III. Члены бригады, работающие в электроустановках напряжением до и выше 1000 В, должны иметь группу III.;

- ремонтный персонал - лица, выполняющие ремонтные, монтажные, наладочные, строительные и подобные им работы в электроустановках. Они могут иметь различную квалификацию электротехническую, строительную и

т.п. и быть как работниками данного хозяйства, так и работниками посторонних организаций и служб.

- оперативно-ремонтный персонал - лица, электротехнической квалификации, на которых возложена обязанность оперативного обслуживания электроустановок, не имеющих дежурного персонала, а также производства работ в этих условиях. Таким образом, эти лица могут выполнять все функции оперативного и ремонтного персонала в закрепленных за ними установках, за исключением дежурства, которое в этих установках не ведется. Они являются работниками данного хозяйства

Каждый работник обязан проходить медицинское освидетельствование при устройстве на работу, после не реже раза в несколько лет, обучаться безопасным методам работы, проходить проверку знаний, дублирование, стажировку.

Под «производством работ» понимается выполнение ремонтных, монтажных, строительных и прочих работ в действующей электроустановке.

Дежурство при обслуживании в электроустановках производится по графику, который составляется в соответствии с законодательством о труде и утверждается начальником РЭС. Дежурство могут выполнять один или несколько человек. В последнем случае назначается старший дежурный в смене. Он обязан обеспечить безопасные условия работы за соблюдением ими правил техники безопасности.

В системе РЭС проводятся следующие виды трудовой работы:

- один раз в месяц проводится «День охраны труда»;
- один раз в год специалисты «Росгоснадзора» проводят аттестацию инженерно - технического персонала и работников электротехнической службы;

- в коллективном договоре имеется раздел «Охрана труда», он отражает не все пункты, предусмотренные нормативными документами;

7.2.2 Технические меры

Техническая безопасность - это система организационных и технических мероприятий и средств, исключающих воздействие на работающих опасных производственных факторов, приводящих к несчастным случаям.

Оперативный персонал должен произвести необходимые отключения и принять меры, препятствующие подаче напряжения, на механизмах управления аппаратами вывесить запрещающие знаки, проверить отсутствие напряжения, установить заземления, вывесить указательные плакаты «Заземлено», произвести ограждение рабочих мест и токоведущих частей под напряжением и вывесить предупреждающие знаки и плакаты.

7.3 Требования к безопасности при монтаже ВЛИ

При монтаже ВЛИ необходимо соблюдать требования безопасности, изложенные в [6].

Члены бригады должны иметь соответствующую группу допуска и быть допущенными к верхолазным работам, проводить проверку на прочность и устойчивость арматуры и только после этого приступать к монтажу.

8 Молниезащита и расчет заземляющего устройства

8.1 Молниезащита

Во время проектирования объектов СЭС требуется учитывать и предотвращать возможности поражения их ударами молний. Это относится в первую очередь к открытым электроустановкам.

В комплекс средств молниезащиты объектов входят устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя молниезащитная система - МЗС) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС). Во многих случаях молниезащита содержит либо внешние, либо внутренние устройства. В наибольших случаях часть токов молнии протекает по элементам внутренней молниезащиты.

Внешняя МЗС изолируется от объектов (отдельные стоящие молниеотводы - стержневые или тросовые, а также соседние сооружения, выполняющие функции естественных молниеотводов) и устанавливается на объекте и может быть его частью.

Внутренняя МЗС служит ограничителем для электромагнитного воздействия тока молнии и предотвращает искрение внутри объекта.

Для отвода токов молнии применяются молниеприемники. Ток отводится через систему токоотводов к заземлителю и пропадает в земле.

Соединительным элементом служит сварка. Окрашивание токоотводов предохраняет их от коррозии.

На ВЛ должны быть заземлены все опоры, имеющие МЗС, трансформаторы, ограничители и т.д.

Для защиты от атмосферных перенапряжений в населенной местности ВЛ оборудуются заземляющими устройствами. Сопротивление этих заземляющих устройств должны быть не более 30 Ом, а расстояния между ними должны быть не более 200 м для районов с числом грозových часов в году до 40, 100 м - для районов с числом грозových часов в году более 40.

Кроме того, заземляющие устройства должны быть выполнены:

1) на опорах с ответвлениями к вводам в здания, в которых может находиться большое количество людей (школы, ясли, больницы) или которые имеют большую материальную ценность (животноводческие и птицеводческие помещения, склады);

2) на концевых опорах линий, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее расстояние от соседнего заземления этих же линий должно быть не более 100 м для районов с числом грозových часов в году до 40 и 50 м - для районов с числом грозových часов в году более 40.

На крюках и штырях деревянных, металлических и железобетонных опор ВЛ при подвеске на них СИП в заземлении не нуждаются кроме крюков и штырей на опорах, где выполнены повторные заземления и заземления для защиты от атмосферных перенапряжений.

8.2 Расчет заземляющего устройства

В связи со сменой ВЛ необходимо выполнить проверочный расчёт заземления.

1. В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства R_3 с учётом вида питающей сети (10-0,4кВ)

$$R_3 = 4 \text{ Ом}$$

2. Определяем сопротивление растеканию тока вертикального электрода по формуле:

$$R_B = 0,366 \cdot \rho_{расч} \left[\lg \frac{Kl}{d} + 0,5 \lg \left(\frac{4h_{cp} + l}{4h_{cp} - l} \right) \right] / 1. \quad (8.1)$$

где K - числовой коэффициент вертикального заземлителя, для круглых стержней ($K = 2$); l - длина электрода, м ($l = 5$ м);

h_{cp} - глубина заложения, м ($h_{cp} = 3,3$ м); d - внешний диаметр стержня, мм ($d = 12$ мм); $\rho_{расч}$ - расчетное удельное сопротивление грунта.

$\rho_{расч}$ определяется по формуле:

$$p_{расч} = R_c \cdot R_j \cdot \rho_{изм}. \quad (8.2)$$

где R_c - коэффициент сезонности ($R = 1,15$);

$\rho_{изм}$ - удельное сопротивление грунта, полученное при измерении, Ом · м (для грунта –суглинок, $\rho_{изм} = 120$ Ом · м);

R_j - коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерении, ($R_j = 1$).

$$p_{расч} = 1,15 \cdot 1 \cdot 120 = 138 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Подставляем все данные в формулу (8.1)

$$R_B = 0,366 \cdot 138 \left[\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \lg \left(\frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) \right] / 5 = 31,2 \text{ Ом}.$$

Сопротивление повторного заземления R_B не должно превышать 30 Ом при $\rho = 100$ Ом · м и ниже. При $\rho > 100$ Ом · м допускается принимать.

$$p_{расч} = \frac{30 \cdot p}{100} = \frac{30 \cdot 138}{100} = 41 \text{ Ом}.$$

Для повторного заземления принимаем один стержень длиной 5 м и диаметром 17 мм, сопротивление которого 31,2 Ом < 41 Ом. Общее сопротивление всех шести повторных заземлений (в соответствии с [3] намечено выполнять шесть повторных заземлений нулевого провода):

$$r_{иск} = \frac{R_3 \cdot r_{нз}}{R_3 - r_{нз}}, \quad (8.3)$$

$$r_{иск} = \frac{4 \cdot 5,2}{5,2 - 4} = 17,3 \text{ Ом}.$$

В соответствии с ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования напряжением до и выше 1000 В не должно превышать более 10 Ом.

Определяем теоретическое число стержней:

$$n_t = \frac{R_B}{r_{иск}}, \quad (8.4)$$

$$n_t = \frac{31,2}{10} = 3,12.$$

Принимаем четыре стержня и располагаем их в грунте на расстоянии 5 м один от другого.

Длина полосы связи $l_2 = 5 \cdot 4 = 20$ м,

3. Определяем сопротивление полосы связи по формуле:

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot p_{расч} \cdot \lg \left[\frac{2 \cdot l^2}{d \cdot h} \right] / l, \quad (8.5)$$

$$R_{\Gamma} = 0,366 \cdot 300 \cdot \lg \left[\frac{2 \cdot 20^2}{0,006 \cdot 0,7} \right] / 20 = 28,9 \text{ Ом.}$$

где l - длина горизонтального заземлителя, $l = 20$ м;

h - глубина заложения горизонтального заземлителя, м ($h = 0,7$ м);

d - диаметр круглой стали, м ($d = 0,006$ м.);

$$p_{расч} = 2,5 \cdot 1 \cdot 120 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Для горизонтального заземлителя $R = 1$, $R = 2,5$

$$r_{нз} = \frac{R_{нз}}{n} = \frac{R_B}{n}, \quad (8.6)$$

$$r_{нз} = \frac{31,2}{6} = 5,2 \text{ Ом.}$$

Определяем расчетное сопротивление заземления нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений:

Принимаем для монтажа $n_{\delta} = n_z = 4$ стержня и проводим проверочный расчет. Действительное сопротивление искусственного заземления:

$$r_{рас} = \frac{r_{иск} \cdot r_{нз}}{r_{иск} + r_{нз}}, \quad (8.7)$$

$$r_{рас} = \frac{9,6 \cdot 5,2}{9,6 + 5,2} = 3,37 \text{ Ом.}$$

Сопротивление заземляющего устройства с учетом повторных заземлений нулевого провода:

$$r_{иск} = \frac{R_3 \cdot R_{\Gamma}}{R_{\Gamma} \cdot n \cdot \eta_B + R_B \cdot \eta_{\Gamma}}, \quad (8.8)$$

$$r_{иск} = \frac{31,2 \cdot 29,8}{28,9 \cdot 4 \cdot 0,69 + 31,2 \cdot 0,45} = 9,60 \text{ м},$$
$$9,60 \text{ м} \leq 100 \text{ м}.$$

Если же расчет выполнить без учета полосы связи, то действительное число стержней:

$$n_{Д} = \frac{n_{Г}}{n_{В}}, \tag{8.9}$$

$$n_{Д} = \frac{4}{0,69} = 5,8.$$

Для выполнения заземления требуется принять шесть стержней.

Заключение

В выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция 0,4 кВ с. Подстепки Ставропольского района Самарской области. Данная работа показывает возможность применения самонесущих изолированных проводов в распределительных сетях сельской местности.

Расчетная нагрузка на вводе в сельский жилой дом и удельное перспективное электроснабжение на внутриквартирные нужды определена, исходя из существующего потребления с учетом динамики его роста до конца расчетного периода.

Подсчет электрических нагрузок произведен с учетом развития села на ближайшие 7 лет с момента ввода ВЛ в эксплуатацию. Установленные и расчетные нагрузки в общественных помещениях определены по типовым проектам.

Расчеты подтверждают, что при применении самонесущих изолированных проводов значительно улучшается режим сети по напряжению, снижается число отключений.

Схема электроснабжения населенного пункта построена таким образом, чтобы при наименьших затратах денежных средств, оборудования и материалов, они отвечали требованиям надежности и качества напряжения.

Список использованных источников

1. Юндин, М.А. Курсовое и дипломное проектирование по электроснабжению сельского хозяйства. Учебное пособие. – 2-е издание, испр. и доп. / М.А. Юндин, А.М. Королев. – Зерноград: ФГОУ ВПО АЧГАА, 2010. – 282 с.
2. Aerial bundled cable - Wikipedia, the free encyclopedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Aerial_bundled_cable.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7. Все главы. - Нормативная документация - Электричество на производстве и дома - Каталог файлов - Электроника и электротехника [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docamix.ru/load/45-1-0-188>.
4. Power, telecom and fiber optic cable manufacturer. Power and ethernet LAN cables. - Nexans [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.nexans.co.uk/eservice/UK-en_GB/navigate_-20/Power_telecom_and_fiber_optic_cable_manufacturer_Power_and_ethernet_LAN_cables_.html#top.
5. IEEE Xplore Abstract - The aerial bundled cables (ABC) and the characteristics of its semiconductive shield [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=564714&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fstamp%2Fstamp.jsp%3Ftp%3D%26arnumber%3D564714>.
6. Монтаж проводов СИП: требования техники безопасности и используемая арматура [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.yugtelekabel.ru/montazh-provodov-sip-trebovaniya-texniki-bezopasnosti-i-ispolzuemaya-armatura.html>.
7. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович И.Г. Карапетян, И.М. Шапиро. – НЦ ЭНАС.2012. – 376 с.

8. Константинов, В.Д. Пособие по выполнению дипломного проектирования / В.Д. Константинов, С.В. Кузнецов, Г.Е. Перегудов, Е.Ж. Сапожникова. - М: МГТУ ГА, 2009. – 34 с.

9. Методические указания по расчету электрических нагрузок в сетях 0,38-110 кВ сельскохозяйственного назначения. – 2013 г.– 108 с.

10. Булычев, А.В. Релейная защита в распределительных электрических сетях. Пособие для практических расчетов / А.В. Булычев. – ЭНАС. 2011 г. 208 с.

11. GETTING EQUIPPED: Utility Poles - Electric Light & Power [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.elp.com/articles/powergrid_international/print/volume-11/issue-10/features/getting-equipped-utility-poles.html.

12. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. Учебное пособие. Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А.Черемисинова. Издательство: Лань. Год: 2014. – 192 с.

13. Соколов, А.К. Безопасность и экологичность технических объектов. Проектирование: Учеб. пособие. ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина» / А.К. Соколов. – Иваново: ИГЭУ, 2009. – 132 с

14. Мефодьева, Л.Я. Инженерная графика. Схемы электрические: Учебное пособие / Л.Я. Мефодьева. – Новосибирск: СибГУТИ, 2013. – 74 с.

15. Сибикин, Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов: Учебное пособие / Ю.Д. Сибикин. – М: Инфра-М, Форум, 2015. – 384 с.

16. Степкина, Ю.В. Высоковольтное оборудование станций и подстанций: учеб. пособие / Ю.В. Степкина, В.В. Вахнина. – Тольятти: ТГУ, 2006 г. – 49 с.

17. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. -метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков – Тольятти: ТГУ, 2007.– 124 с.

18. ABC Cable, Aerial Bundled Cable - ZMS Cable [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zmscable.com/ABC-Cable.html>.

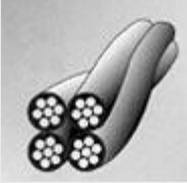
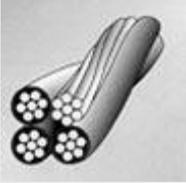
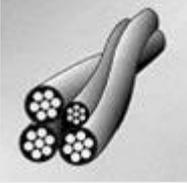
19. Вахнина, В.В. Требования к выпускной квалификационной работе бакалавров: учебно-методическое пособие /В.В. Вахнина, Ю.В. Степкина, О.В. Самолина. – Тольятти: ТГУ, 2012. – 32 с.

20. Монтаж воздушной линии с самонесущими изолированными проводами (СИП). Иллюстрированное практическое руководство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.electrolibrary.info/montag-vlsip.pdf>.

21. ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия, ГОСТ от 29 ноября 2012 года №31946-2012 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200102886>.

Приложение А

Таблица А.1 - Сечения СИП и сравнение их параметров

| Конструкция СИП |  |  |  |
|-----------------|---|--|--|
| Структура СИП | 4 изолированных алюминиевых жилы без нулевой несущей жилы из сплава (СИП-4) | 3 изолированных термопластичным сшитым полиэтиленом изолированные основные токопроводящие жилы + 1 неизолированная несущая нулевая жила из алюминиевого сплава (СИП-1) | 3 изолированных термопластичным сшитым полиэтиленом изолированные основные токопроводящие жилы + 1 изолированная несущая нулевая жила из алюминиевого сплава (СИП-2) |
| Сечения СИП | 2x16 2x25 4x16 4x25 | 3x16+1x25 3x25+1x35 3x35+1x50 3x50+1x70 | 3x16+1x25 3x25+1x35 3x35+1x50 3x50+1x70 |

Продолжение таблицы А.1

| | | | |
|--|---|--|--|
| Распределение механических нагрузок между нулевой и токопроводящими жилами | Не симметричное распределение механических нагрузок между нулевой и токопроводящими жилами. Высокая механическая нагрузка на изоляцию всех жил. | Отсутствует механическая нагрузка на токопроводящие жилы | Отсутствует механическая нагрузка на токопроводящие жилы |
| Ток короткого замыкания (односекундный), кА, для СИП 25мм ² | 1,6 | 1,0 | 1,5 |
| Длительно допустимая температура нагрева, °С для СИП 25мм ² | 70 | 70 | 90 |
| Максимально допустимая температура нагрева при к.з. °С | 135 | 135 | 250 |

Продолжение таблицы А.1

| | | | |
|---|---|--|--|
| Риск короткого замыкания между нулевой и токопроводящими жилами | Малый | Средний | Малый |
| Устойчивость к атмосферным перенапряжениям | Высокая | Средняя | Высокая |
| Трудоемкость выполнения ответвлений | Средняя | Малая | Малая |
| Возможность прокладки по стенам зданий | Есть | Нет | Есть |
| Антикоррозионные свойства | Высокие | Средние | Высокие |
| Возможность соединения СИП в пролете | Нет, соединение СИП осуществляется в шлейфах на опорах. | Есть, надежное герметичное соединение выполняется при помощи соединительных зажимов типа МЖРТ. | Есть, надежное герметичное соединение выполняется при помощи соединительных зажимов типа МЖРТ. |

Продолжение таблицы А.1

| | | | |
|--|--|--|---|
| <p>Стоимость линейной арматуры выполненной по Европейскому стандарту CENELEC</p> | <p>Стоимость выше на 30-40% по сравнению с арматурой для СИП-1и СИП-2. Также требуется больше арматуры из-за невозможности соединения СИП-4 в пролете.</p> | <p>Стоимость ниже чем для СИП-4, но немного выше, чем для СИП-2.</p> | <p>Стоимость ниже, чем для СИП-4 и СИП-1. Арматура для СИП-2 наиболее технологичная и не требует применения специального инструмента для монтажа.</p> |
| <p>Трудоемкость монтажа</p> | <p>Сложнее, чем для СИП-1 и СИП-2. Труднее определить нулевую жилу. Требуется динамометрический ключ.</p> | <p>Легко и просто монтировать, так как вся анкерная и подвесная арматура крепит одну несущую жилу. Требуется динамометрический ключ.</p> | <p>Легко и просто монтировать, так как вся анкерная и подвесная арматура крепит одну несущую жилу.</p> |

Приложение Б

а) Анкерное крепление СИП и присоединение к голым проводам показано на рисунке Б.1

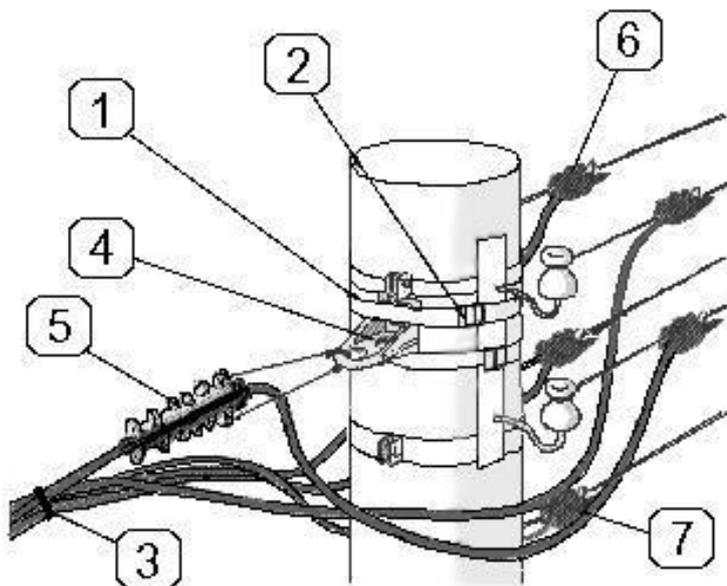


Рисунок Б.1 - Анкерное крепление СИП и присоединение к голым проводам

1. ЛМ 20 или F 2007 Лента из нержавеющей стали
2. СМ 20 или А 200 Скрепы для крепления ленты
3. CSB Кабельный ремешок
4. СА 1500 Кронштейн анкерный
5. РА-1500 Зажим анкерный
6. CDR/CN 1S 95 UK Зажим ответвительный для присоединения СИП к голым проводам
7. RDP 25/CN Зажим ответвительный для присоединения СИП к голым проводам

б) Угловое двойное анкерное крепление и уличное освещение показано на рисунке Б.2

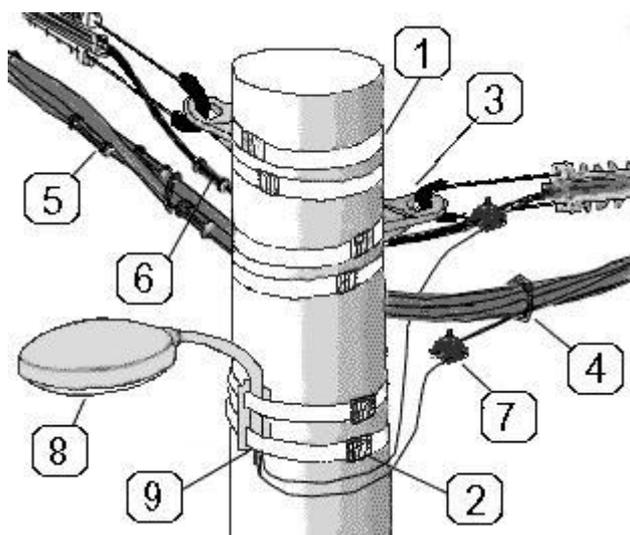


Рисунок Б.2 - Угловое двойное анкерное крепление и уличное освещение

1. ЛМ 20 или F 2007 Лента из нержавеющей стали
2. СМ 20 или А 200 Скрепы для крепления ленты
3. ЕА 1500 Комплект анкерного крепления
4. СSB Кабельный ремешок
5. МJPT 70 Гильза соединительная для фазы
6. МJPT 54 Гильза соединительная для нейтрали
7. КZEP-13 Зажим прокалывающий
8. Светильник Комплект уличного светильника
9. ПП-1-10 или В 6770-10А Предохранитель проходной

в) Промежуточное крепление СИП показано на рисунке Б.3

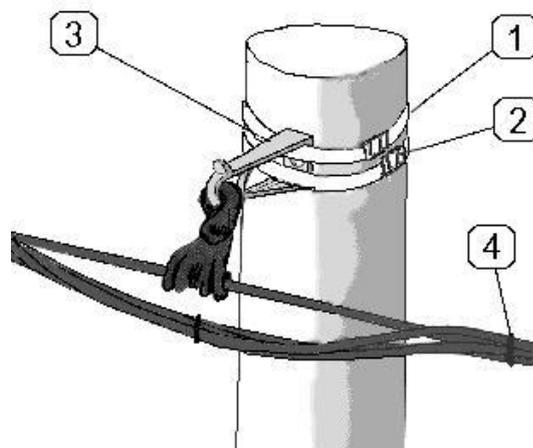


Рисунок Б.3 - Промежуточное крепление СИП

1. ЛМ 20или F 2007 Лента из нержавеющей стали
2. СМ 20или А 200 Скрепы для крепления ленты
3. ES 1500 Комплект промежуточного крепления
4. CSB Кабельный ремешок

г) Ввод СИП в ТП показан на рисунке Б.4

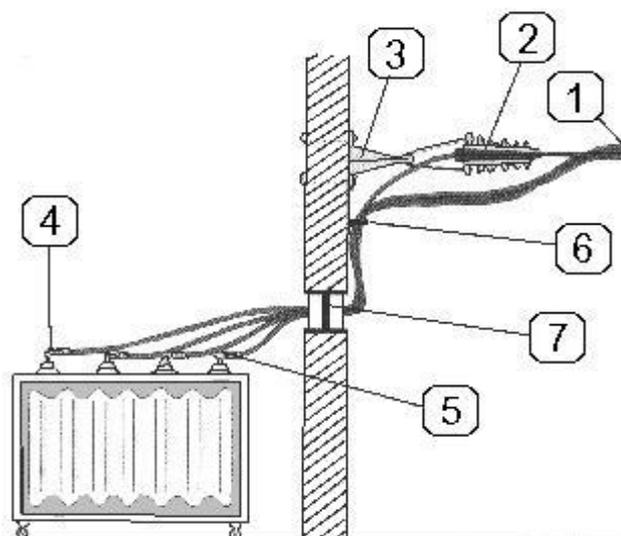


Рисунок Б.4 - Ввод СИП в ТП

1. CSB Кабельный ремешок

2. РА 1500 Зажим анкерный
3. КНВ-1 или СА 1500 Кронштейн анкерный
4. СРТАУ 70 Наконечники герметичные изолированные
5. СРТАУ 54 Наконечники герметичные изолированные
6. BRPF 70-150-1F Арматура для прокладки по фасадам
7. RDSS 75+Clips 75 Уплотнители кабельных проходов

д) Промежуточное крепление СИП и основное ответвление показано на рисунке Б.5

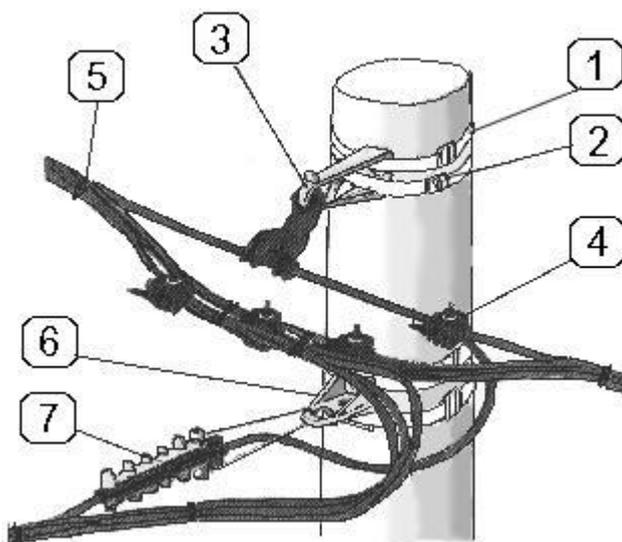


Рисунок Б.5- Промежуточное крепление СИП и основное ответвление

1. ЛМ 20 или F 2007 Лента из нержавеющей стали
2. СМ 20 или А 200 Скрепы для крепления ленты
3. ES 1500 Комплект промежуточного крепления
4. КЗ3-95 Зажим прокалывающий
5. CSB Кабельный ремешок
6. СА 1500 Кронштейн анкерный
7. РА 1500 Зажим анкерный

ж) Двойное анкерное крепление и установка ОПН показано на рисунке

Б.6

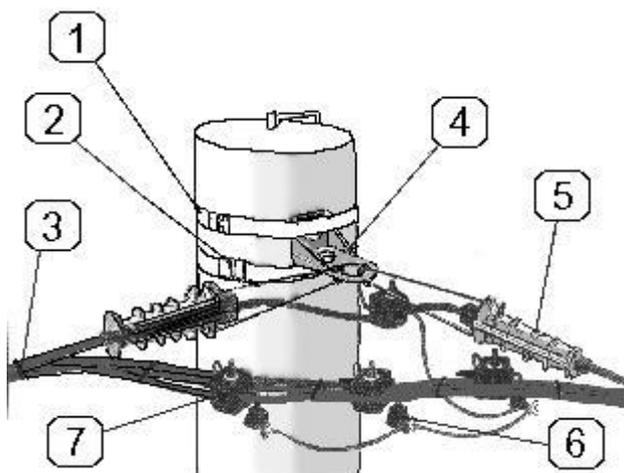


Рисунок Б.6 - Двойное анкерное крепление и установка ОПН

1. ЛМ 20 или F 2007 Лента из нержавеющей стали
2. СМ 20 или А 200 Скрепы для крепления ленты
3. CSB Кабельный ремешок
4. СА 1500 Кронштейн анкерный
5. РА-1500 Зажим анкерный
6. LVA-440-CS Ограничитель перенапряжения
7. KZ2- 95 Прокалывающий зажим

и) Промежуточное крепление СИП и повторное заземление показано на рисунке Б.7

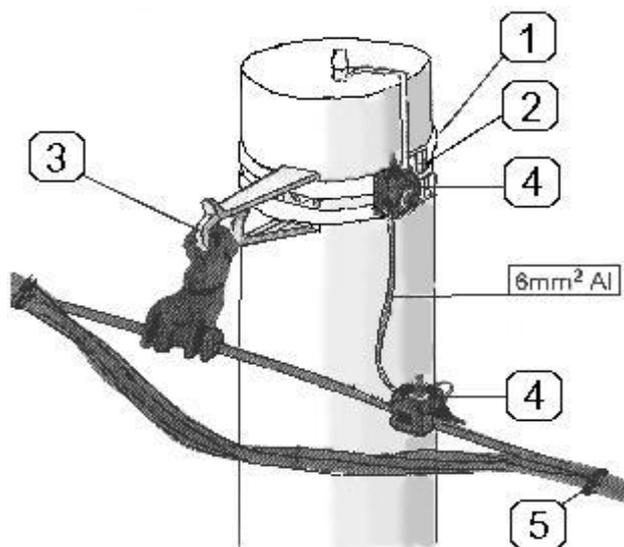


Рисунок Б.7 - Промежуточное крепление СИП и повторное заземление

1. ЛМ 20 или F 2007 Лента из нержавеющей стали 2 метра
2. СМ 20 или А 200 Скрепы для крепления ленты 2
3. ES 1500 Комплект промежуточного крепления 1
4. P2X 95 Прокалывающий зажим 2
5. CSB Кабельный ремешок

к) Прокладка СИП по фасаду показана на рисунке Б.8

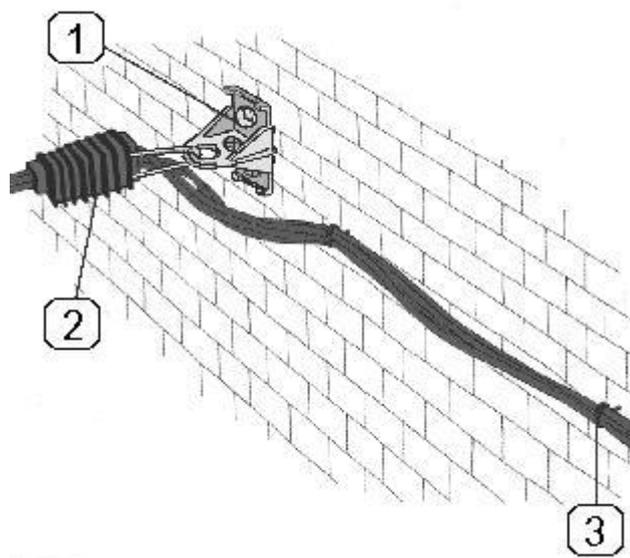


Рисунок Б.8 - Прокладка СИП по фасаду

1. КНВ-1 или СА 1500 Кронштейн настенный для вводов или анкерный
2. РА 25x100 Анкерный зажим для проводов абонентов
3. BRPF 70-150- 1F Арматура для прокладки по фасадам

Приложение В

Таблица В.1 - Техничко-экономические показатели ВЛ-0,4 кВ

| | | ВЛИ 0,4кВ | ВЛН 0,4кВ |
|----|--|-----------------------|-----------|
| 1 | Марка провода | СИП 3x16+1x25+1x16 | 4 АС - 50 |
| 2 | Марка железобетонной стойки | СВ 85-3 | СВ 95-3 |
| | стоимость стойки, руб. | 1100 | 1250 |
| | стоимость промежуточной опоры, руб. (с учетом линейной арматуры для ВЛИ и траверс для ВЛН) | 1650 | 1900 |
| | стоимость опоры анкерного типа, руб. (с учетом замечания предыдущего пункта) | 3600 | 4200 |
| 3 | Пролет, м | 40 | 30 |
| 4 | Число опор на 1 км ВЛ, шт. (с учетом дополнительных опор для вводов) | 30 | 38 |
| | анкерного типа | 7 | 7 |
| | промежуточных опор | 23 | 31 |
| 5 | Стоимость опор на 1 км ВЛ, тыс. руб. | 65,2 | 88,3 |
| | промежуточных опор | 40 | 58,9 |
| | опор, анкерного типа | 25,2 | 29,4 |
| 6 | Стоимость проводов на 1 км ВЛ, тыс. руб. | 106 | 56,4 |
| 7 | Доставка 1 км провода, тыс. руб. | 3,7 | 3,7 |
| 8 | Монтаж 1 км провода, тыс. руб. | 10 | 10 |
| 9 | Стоимость строительно-монтажных работ, тыс. руб. | 184,9 | 158,4 |
| 10 | Стоимость ремонтных работ, при одном отказе (в среднем) тыс. руб. | 4 | 4 |
| 11 | Число отказов на 1 км ВЛ в год (падение опор, обрыв проводов) | 0,02 | 0,5 |
| 12 | Ущерб от недоотпуска электроэнергии при одном отказе, тыс. руб. | 8 | 8 |

Продолжение таблицы В.1

| | | | |
|----|--|-------|------|
| 13 | Эксплуатационные затраты на 1 км ВЛ, тыс.руб. | | |
| | ежегодные | 0,24 | 6 |
| | на весь срок эксплуатации | 2,3 | 57,6 |
| | приведенные с учетом стоимости строительства и эксплуатации | 187,2 | 216 |
| 14 | Экономический эффект от применения СИП на 1 км ВЛ - 0,4кВ, тыс. руб. | 28,8 | |