

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем  
(направленность (профиль))

## МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Реконструкция ВЛ-10 кВ с устройством КТП и ВЛИ-0,4 кВ»

Студент

С.А. Квашнин

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

**Допустить к защите**

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

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«    »                      2018 г.

Тольятти 2018

## Оглавление

Введение.....	3
1 Анализ применения воздушных линий напряжением 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами.....	5
1.1 Основные марки СИП.....	15
1.2 Выводы по первой главе.....	22
2 Существующая схема электроснабжения и электрооборудование.....	23
2.1 Анализ существующей схемы электроснабжения и применяемого электрооборудования.....	25
2.2 Расчетные параметры и характеристики существующей системы электроснабжения.....	26
2.3 Реконструкция системы электроснабжения.....	34
2.4 Выводы по второй главе.....	67
3 Экономический расчет проекта.....	68
3.1 Расчет срока окупаемости.....	70
3.2 Выводы по третьей главе.....	73
Заключение.....	74
Список используемых источников.....	77

## Введение

Численность населения растет и соответственно все больше людей предпочитает иметь свой загородный дом для постоянного проживания или использовать как дачу. Исходя, из этого все больше занимают площади под новое строительство или расширение уже имеющихся населенных пунктов. Чтобы их электрифицировать проводятся реконструкции или новые строительства линий и КТП.

До появления провода СИП, использовались голые провода, и так как нагрузка была меньше чем сейчас, провода имели малое сечение. Также провода с малым сечением не выдерживают гололедные и ветровые нагрузки, тем самым происходят частые обрывы проводов. От таких аварий страдают, конечно же, потребители. Необходимо предотвращать такие ситуации, вовремя проводя реконструкции.

До сих пор еще много объектов, которые еще не реконструировали. Также находятся в эксплуатации деревянные опоры в местах, где есть возможность установить железобетонные опоры, установить на ней новую арматуру под провод СИП, но до них очередь еще не дошла.

В новых и/или реконструируемых линиях разумнее использовать провод СИП большего сечения с целью предотвратить дальнейшие, по мере возрастания нагрузки, потери напряжения в линии, что бы потребитель получал надежное электроснабжение без каких-либо потерь.

Применение СИП позволяет сократить затраты на обслуживание и увеличить срок службы линии по сравнению с голым проводом, и повысить надежность электроснабжения.

При возрастании нагрузки возникает необходимость замены трансформатора и коммутационной аппаратуры в КТП. При реконструкции или новом строительстве наиболее оптимальным решением будет применение КТП киоскового типа. Распределительное устройство низкого и высокого напряжения, зачастую находятся в пределах человеческого роста, что влияет на

удобство, быстроту, безопасность проведения работ, по сравнению с КТП мачтового или столбового типа, где без лестницы или грузоподъемных механизмов не обойтись. Таким образом, избегается падение человека с высоты, за исключением работ с проходными изоляторами или высоковольтным спуском, где необходимо применение СИЗ от падения работника с высоты. Также такие КТП безопасны для людей особенно для детей, так как все оборудование находится внутри, и попасть туда без взлома практически невозможно. К тому же КТП киоскового типа имеют более эстетичный вид, что хорошо впишется в любом месте ее установки. В распределительных устройствах современных КТП предусмотрены все необходимые посадочные места и отверстия под коммутационную аппаратуру и изоляторы.

Опора железобетонная СВ 95 применяется для прокладки линий с напряжением 0,38 кВ. Стойка СВ 95 обладает отличными характеристиками устойчивости к морозам: стойки могут устанавливаться в районах с расчетной температурой воздуха вплоть до минус 55 градусов. Если говорить о сейсмичности СВ 95, характеристики, которыми обладают эти опоры, позволяют выдерживать колебания до 7 баллов включительно.

Также опора СВ 95 устойчива к давлению воздуха, что позволяет ей выдерживать даже самые сильные ветра. Все перечисленные характеристики стали причиной того, что опоры СВ 95 все чаще используются при прокладке линий электропередач. Высокая прочность материалов позволяет гарантировать их многолетнюю службу без потери основных характеристик.

Таким образом, целью работы является повышение надежности электроснабжения потребителей за счет замены неизолированного провода на СИП и заменой КТП со всем оборудованием.

## **1 Анализ применения воздушных линий напряжением 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами**

Воздушные линии электропередач — это «устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях» [5]. «За начало и конец ВЛ принимаются линейные порталы или линейные вводы электроустановки, служащей для приема и распределения электроэнергии и содержащей коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, а для ответвлений — ответвительная опора и линейный портал или линейный ввод распределительного устройства» [5].

«На ВЛ, как правило, стараются применять самонесущие изолированные провода. СИП должен относиться к категории защищенных, иметь изоляцию из трудносгораемого светостабилизированного синтетического материала, стойкого к ультрафиолетовому излучению и воздействию озона» [4].

Самонесущий изолированный провод это жгут из скрученных проводов с изоляцией на всех жилах или без изоляции на нулевом проводе, в зависимости от марки провода. Основным преимуществом ВЛ с применением СИП является повышение уровня надёжности электроснабжения, тем самым снижаются эксплуатационные затраты. Все преимущества можно разбить на 3 группы, таблица 1.

Таблица 1 – Преимущества ВЛ с проводом СИП

I группа. Преимущества при проектировании и монтаже	- Отсутствие траверс и изоляторов, за исключением ВЛ 6-10 кВ; - Возможность применения нескольких отпаяк от одной опоры;
---	---

Продолжение таблицы 1

<p>I группа. Преимущества при проектировании и монтаже</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Простота исполнения многоцепных ЛЭП;</li> <li>- Совместная подвеска нескольких цепей с ВЛ 6-10 кВ;</li> <li>- Уменьшенные безопасные расстояния от зданий и сооружений;             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Применение опор меньшей длины;</li> </ul> </li> <li>- Прокладка СИП по фасадам зданий и сооружений;- Эстетичное исполнение в условиях жилой застройки;</li> <li>- Отсутствие необходимости вырубки просеки при прокладке провода;</li> <li>- Простота и быстрота монтажных работ.</li> </ul>
<p>II группа. Безопасность при эксплуатации</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обеспечивается высокая надежность в обеспечении электроэнергией;</li> <li>- Полное отсутствие замен поврежденных изоляторов, слетевших вязок, замены траверс;             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение эксплуатационных затрат;</li> </ul> </li> <li>- Исключение коротких замыканий на землю и между фазами;</li> <li>- Не образуется гололед и налипание снега;</li> <li>- Высокая механическая прочность проводов;             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Отсутствие схлестывания проводов или перекрытие их посторонними предметами;</li> <li>- Полностью адаптированы к изменению режимы и развитию сети;</li> <li>- Возможность работ на ВЛ без снятия напряжения;</li> <li>- Уменьшение случаев получения электротравм при эксплуатации;</li> </ul> </li> <li>- Безопасное проведение работ вблизи ВЛ с СИП.</li> </ul>

## Продолжение таблицы 1

III группа. Влияние на качество электроэнергии и снижение потерь	<ul style="list-style-type: none"><li>- Снижение технических потерь электроэнергии;</li><li>- Снижение коммерческих потерь электроэнергии;</li><li>- Снижение уровня несанкционированного отбора электроэнергии, путем выполнения наброса на провода;</li><li>- Снижение случаев вандализма.</li></ul>
--	--

Основными недостатками этих проводов по сравнению с неизолированными, являются:

- менее эффективное охлаждение;
- меньшие значения допустимых токовых нагрузок при одинаковом сечении, к примеру, провод А 50мм<sup>2</sup> допустимый ток не более 215 А, тогда как провод СИП будет иметь ток не более 195 А;
- более высокая стоимость.

Решением двух первых недостатков является применение провода с большим сечением. Такое решение может показаться экономически не выгодным, однако перечисленные выше достоинства покрывают указанные проблемы.

Особенность провода СИП заключается в возможности использования его только в тех сферах, которые регламентированы. Таким образом, провода СИП не могут применяться:

- для прокладки под землей;
- в качестве внутридомовой проводки;
- для укладки в бетонных стяжках;
- при обустройстве проводок в банях и хозяйственных постройках.

Во всех перечисленных случаях используются провода, предназначенные специально для этих целей с резиновой, пластиковой или поливинилхлоридной изоляцией.

Изоляция СИП, между жилами обеспечивает защиту от к.з. при прохождении линии среди деревьев, позволяет проложить провод по фасаду здания с применением соответствующих фасадных крепежей для СИП провода. При монтаже, персонал может быть любой квалификации. Снижаются расходы на протяжку, так как технология СИП не нуждается в изоляторах, на ВЛ-0,4кВ, и применении специальных опорных сооружений.

Провод СИП применяют при строительстве магистральных линий и всевозможных ответвлений в жилые дома или хозяйственные постройки.

Для крепления провода на опоре применяют поддерживающие и натяжные зажимы. Крепить эти зажимы на опоре следует при помощи крюков и кронштейнов.

Соединение проводов, их сращивание в пролетах необходимо при помощи соединительных зажимов или специальных гильз, обеспечивающих необходимую механическую прочность.

Правильно выбранная линейная арматура и зажимы обеспечивают:

- удобство монтажа;
- сокращение сроков монтажных работ;
- повышение качества монтажных работ;
- значительное уменьшение вероятности возникновения дефектов при монтажных работах.

При креплении магистрального провода и проводов ответвлений, следует учитывать расстояние от провода до опоры, которое должно быть не менее 50 мм для предотвращения повреждения изоляции.

В начале и конце магистрали и каждом ответвлении должны быть установлены зажимы для установки переносных заземлений.

Ответвление к зданиям можно выполнять на всех типах опор в одну или две стороны, как по два провода, так и по четыре и больше в каждую сторону.

Присоединение линейных ответвлений к магистрали возможно только на ответвительных анкерных опорах, рисунок 1, таблица 2, имеющие две или три стойки.

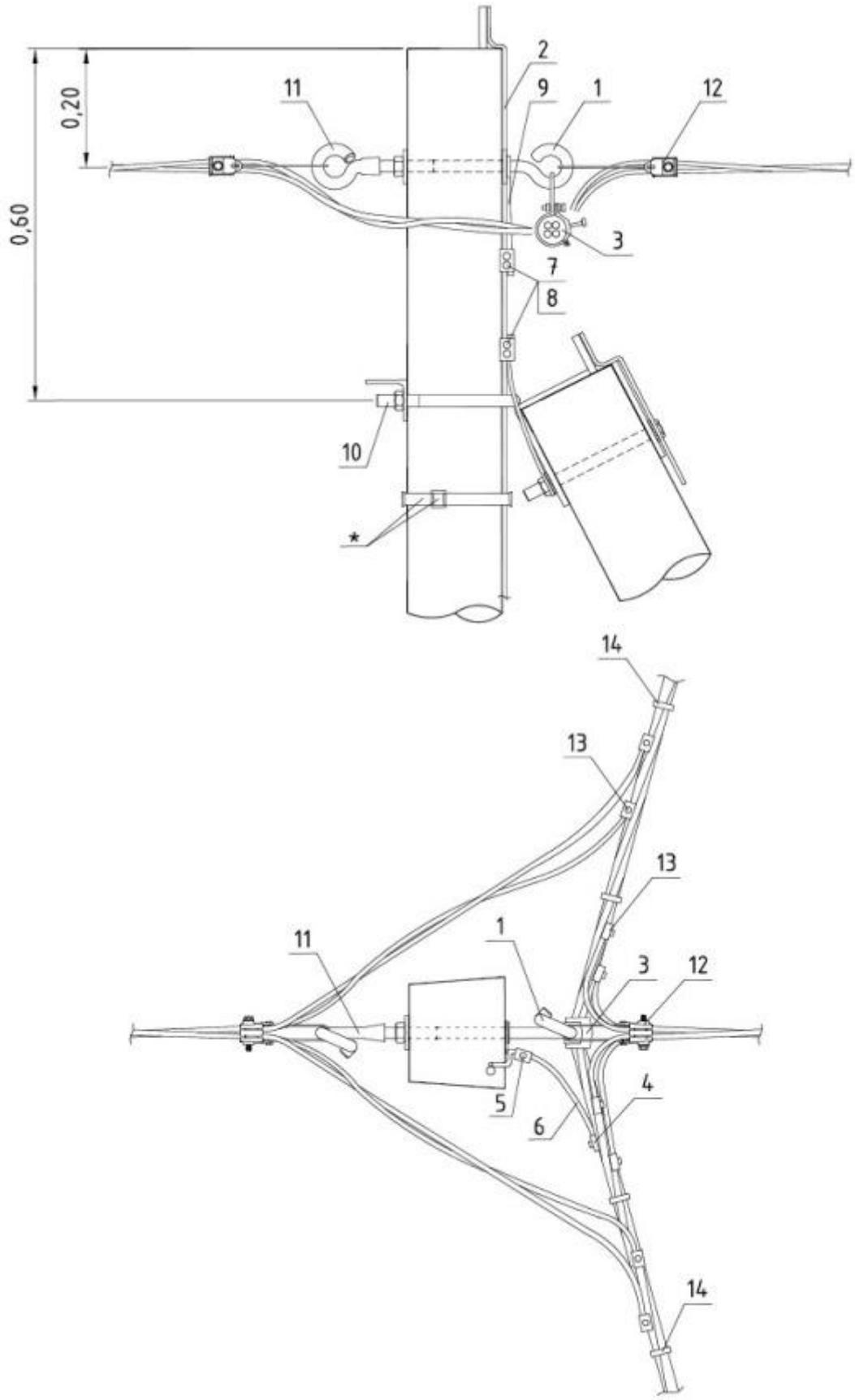


Рисунок 1 – Крепление ответвлений к магистрали

Таблица 2 – Перечень элементов рисунка 1

Поз.	Наименование	Марка	Ед. изм.	Число ответвлений					
				В одну сторону			В две стороны		
				1х1ф	1х3ф	2х1ф	2х1ф	2х3ф	4х1ф
Арматура магистрали									
1	Крюк	SOT21	шт.	1	1	1	1	1	1
2	Проводник заземления	B10	м	7	7	7	7	7	7
3	Зажим поддерживающий	SO130 (SO136)	шт.	1	1	1	1	1	1
4	Зажим ответвительный	SLIP22.1 (SLIP12.1)	шт.	1	1	1	1	1	1
5	Зажим ответвительный	SLIP22.12	шт.	1	1	1	1	1	1
6	Провод изолированный	СИП-4	м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
7	Зажим плащечный	SL37	шт.	2	2	2	2	2	2
8	Кожух защитный	SP15	шт.	2	2	2	2	2	2
9	Заземляющий проводник	SH705	шт.	2	2	2	2	2	2
10	Кронштейн	У4 (У1)	шт.	1	1	1	1	1	1
Арматура ответвлений									
11	Крюк накручивающийся	PD2	шт.	1	1	1	1	1	1
12	Зажим натяжной	SO157.1	шт.	1	-	2	2	-	4
		SO158.1	шт.	-	1	-	-	2	-
13	Зажим ответвительный	SLIP22.1 (SLIP12.1)	шт.	2	4	4	4	8	8
14	Бандаж	PER15	шт.	3	5	6	6	10	12

Общие требования, предъявляемые при монтаже и к приемке ВЛИ-0,4 кВ в эксплуатацию. «Воздушные линии с самонесущими изолированными проводами, подлежащие приемке в эксплуатацию, должны быть проверены на соответствие строительно-монтажных работ и линии в целом проектной документации и требованиям нормативно-технических документов» [24]. «Должны быть выполнены выборочные проверки конструкций опор, элементов и узлов ВЛИ 0,4 кВ, результаты которых оформляются протоколами в установленном порядке.

Выборочным проверкам подлежат:

- опоры, глубина их установки в грунте, качество засыпки котлованов;
- скрученный в жгут изолированный СИП;
- элементы крепления анкерных и поддерживающих зажимов к опорам, стенам зданий и сооружениям;
- анкерные, поддерживающие, соединительные и ответвительные зажимы;
- защитные изолирующие накладки, кожухи, колпачки, изолирующие бандажные ленты и хомуты;
- зажимы и устройства заземлений и защиты от перенапряжений;
- габариты, приближения, пересечения и сближения, в том числе на опорах» [25].

«Должны быть выполнены выборочные измерения: сопротивления петли «фаза-нуль»; сопротивления заземляющих устройств. Проверка готовности ВЛИ 0,4 кВ к эксплуатации осуществляется приемочной комиссией путем выборочных осмотров, проверок и измерений, в результате которых должны быть подтверждены:

По опорам:

- соответствие опор, их типов, конструкций (траверсы, консоли и др.);
- расстановки по трассе, значения заглубления требованиям проектной и конструкторской документации;
- качество материала опор, отсутствие трещин, обнажений арматуры, искривлений, следов механических повреждений;

- качество заделки опор в грунте;
- качество крепления элементов опор» [24].

«По самонесущим изолированным проводам: соответствие проекту марок и сечений проводов; целостность изолирующего покрытия СИП (отсутствие следов механических повреждений, истирания покрытия, надрезов и т.п.); Отсутствие следов механических повреждений неизолированного нулевого несущего провода; соответствие значения электрического сопротивления петли «фаза-нуль» требованиям проектной документации» [25].

«По узлам крепления анкерных (концевых) и поддерживающих зажимов: соответствие проектной и конструкторской документации: типы узлов должны соответствовать типам зажимов и типам стоек опор отсутствие механических повреждений; достаточность затяжки болтовых соединений, бандажных креплений.

По анкерным (концевым) и поддерживающим зажимам соответствие проектной и монтажной документации:

- типы зажимов должны соответствовать маркам и сечениям смонтированных СИП;
- правильность монтажа;
- отсутствие повреждений изолирующих покрытий;
- отсутствие повреждений изолирующих клиновых вкладышей анкерных (концевых) зажимов и изоляции изолированного нулевого несущего провода вблизи зажимов;
- рабочее положение (отсутствие перекоса) конусообразных втулок анкерных (концевых) зажимов неизолированного нулевого несущего провода;
- соответствие момента затяжки болтовых соединений требованиям конструкторской или монтажной документации; проверка выполняется с помощью динамометрического ключа;
- рабочее положение фиксирующих защелок;
- наличие смазки в местах контакта неизолированного участка провода с металлической частью зажима» [25].

«По соединительным зажимам:

- соответствие типов зажимов маркам, материалам и сечениям соединяемых проводов СИП;
- отсутствие механических повреждений зажимов;
- полнота опрессования зажима (наличие отметок и их количество, соответствующее требованиям монтажной документации);
- правильность положения и соответствие монтажной документации самоусаживающихся изолирующих оболочек;
- соответствие геометрических размеров смонтированных зажимов требованиям монтажной документации;
- отсутствие у торцов зажимов неизолированных участков изолированного провода;
- отсутствие прогибов зажимов (кривизна не должна превышать 5% длины зажима).» [24].

«По ответвительным зажимам:

- соответствие типа ответвительного зажима марке и сечению соединяемых им проводов;
- наличие смазки на неизолированном участке провода в месте установки ответвительного зажима;
- наличие, целость и правильность установки защитного изолирующего кожуха зажима;
- целость, отсутствие механических повреждений изолирующих частей зажима в конструкциях, корпус которых выполнен из изолирующих материалов;
- достаточность затяжки болтовых соединений; проверяется с помощью динамометрического ключа на зажимах с обычными болтами и визуально — на зажимах с болтами, имеющими головку ограниченной прочности; следует убедиться в отсутствии таких головок» [24].

«По изолирующим защитным накладкам, колпачкам, бандажным хомутам и лентам:

- наличие и правильность установки (по проекту) защитных накладок или прокладок, их целость;

- наличие, целость и правильность установки изолирующих колпачков на свободных от присоединений концах изолированных проводов СИП;

- правильность формирования (по проекту) жгута СИП в местах установки соединительных, ответвительных, поддерживающих, анкерных (концевых) и других зажимов: наличие и целость стягивающих (бандажных) хомутов или лент» [25].

«По устройствам крепления СИП при его прокладке по стойкам опор, стенам зданий и сооружениям:

- соответствие проекту расстояния в свету от поверхности стойки, стены здания или сооружения до жгута СИП;

- наличие, целость и правильность установки изолирующих втулок и бандажных хомутов» [25].

«По устройствам заземления:

- наличие, целость и соответствие проектной документации заземляющих устройств и повторных заземлений;

- соответствие материала, сечения заземляющих проводников и провода зануления, их соединений и присоединений (в том числе к контуру заземления) требованиям проектной документации;

- отсутствие коррозии, обрывов и других видимых дефектов заземляющих проводников, связанных с контуром заземления;

- надежность сварных соединений заземляющих проводников;

- соответствие значения электрического сопротивления заземляющего устройства требованиям ПУ ВЛИ до 1 кВ;

- соответствие схемы установки разрядников требованиям проектной документации» [24].

«По габаритам, приближениям, пересечениям и сближениям ВЛИ 0,4 кВ: соответствие габаритов ВЛИ, их приближений, пересечений и сближений с другими ВЛ (в том числе при совместной подвеске), элементами зданий и сооружений, другими объектами требованиям ПУ ВЛИ до 1 кВ (проверка производится путем измерений).» [25].

«По устройствам секционирования, рубильникам-предохранителям:

- соответствие схемы установки требованиям проектной документации;
- комплектность;
- правильность фазировки проводов;
- соответствие проекту номинальных токов плавких вставок;
- состояние болтовых соединений (соответствие момента затяжки болтов требованиям технической документации);
- наличие смазки в месте контакта провода и зажима;
- состояние прессуемых соединительных зажимов и наконечников;
- надежность крепления к опорам, сооружениям;
- отсутствие видимых дефектов;
- наличие, целостность защитных кожухов;
- надежность работы механической части устройств» [24].

## **1.1 Основные марки СИП**

Существует 5 видов проводов СИП. Различие их заключается в том, что для несущей части используются разные материалы. Также и состав металла немного отличается. Характеристики этих проводов представлены в таблице 3.

### **1.1.1 СИП-1, СИП-1А**

Провода такой марки выполнены из алюминиевых жил. В качестве изоляции используется термопластичный полиэтиленовый материал, устойчивый к воздействию ультрафиолетового излучения. Провод включает в

себя нулевую жилу, которая является несущей, она может быть двух видов голый и изолированной в зависимости от марки. СИП-1А означает, что нулевая жила изолирована. Как выглядит СИП представлено на рисунке 1.



Рисунок 2 – Внешний вид и структура провода СИП 1

### 1.1.2 СИП-2

У такого провода, рисунок 2, конструкция аналогичная, как и у предыдущей марки, отличие в том, что изоляция состоит из сшитого полиэтилена. Такой провод применяется при монтаже линий электропередач напряжением до 1000 В, которые подвержены воздействиям окружающей среды. Исходя из этого, такой провод используют в магистральных линиях и отпайках в районах с умеренным и холодным климатом.

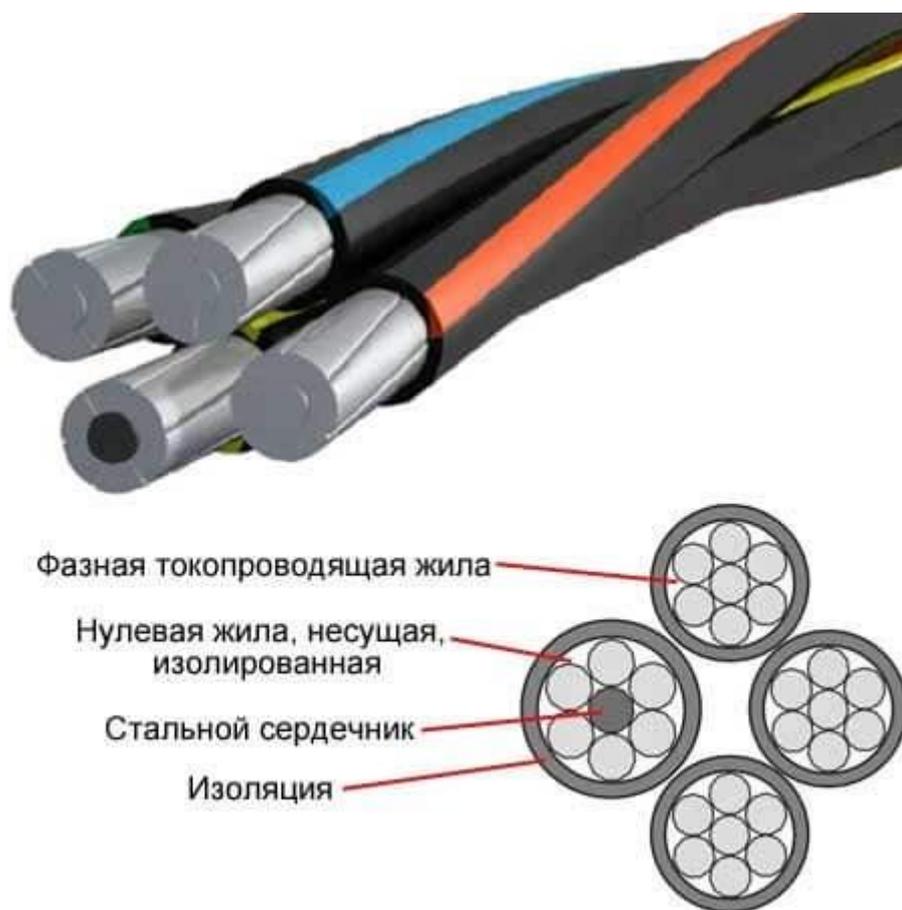


Рисунок 3 – Внешний вид и структура провода СИП-2

Жилы СИП-1 и СИП-1А могут выдерживать длительный нагрев до 70°C, а жилы СИП-2 выдерживают до 90°C. При монтаже необходимо соблюдать чтобы радиус изгиба составлял не менее чем 10 наружных диаметров провода.

### 1.1.3 СИП-3

Марка провода СИП-3 выполнена моножильной со стальным сердечником, вокруг которого обвиты алюминиевые проволоки из сплава AlMgSi. Изоляция провода выполнена из сшитого полиэтилена, обладающая хорошей устойчивостью к воздействию ультрафиолетовых излучений. Провод такой конструкции, рисунок 3, используется при монтаже ВЛ до 10 кВ в районах с умеренным, холодным или тропическим климатом.



Рисунок 4 – Внешний вид и структура провода СИП-3

#### 1.1.4 СИП-4 и СИП-4н

Такая марка проводов состоит из парных жил, рисунок 4, несущая нулевая жила в данном случае отсутствует. Если в названии марки стоит буква "н" СИП-4н это значит, что для провода использован алюминиевый сплав, если буквы "н" на конце нет – жилы из алюминия. Изоляция выполнена из термопластичного ПВХ устойчивого к ультрафиолетовым излучениям.

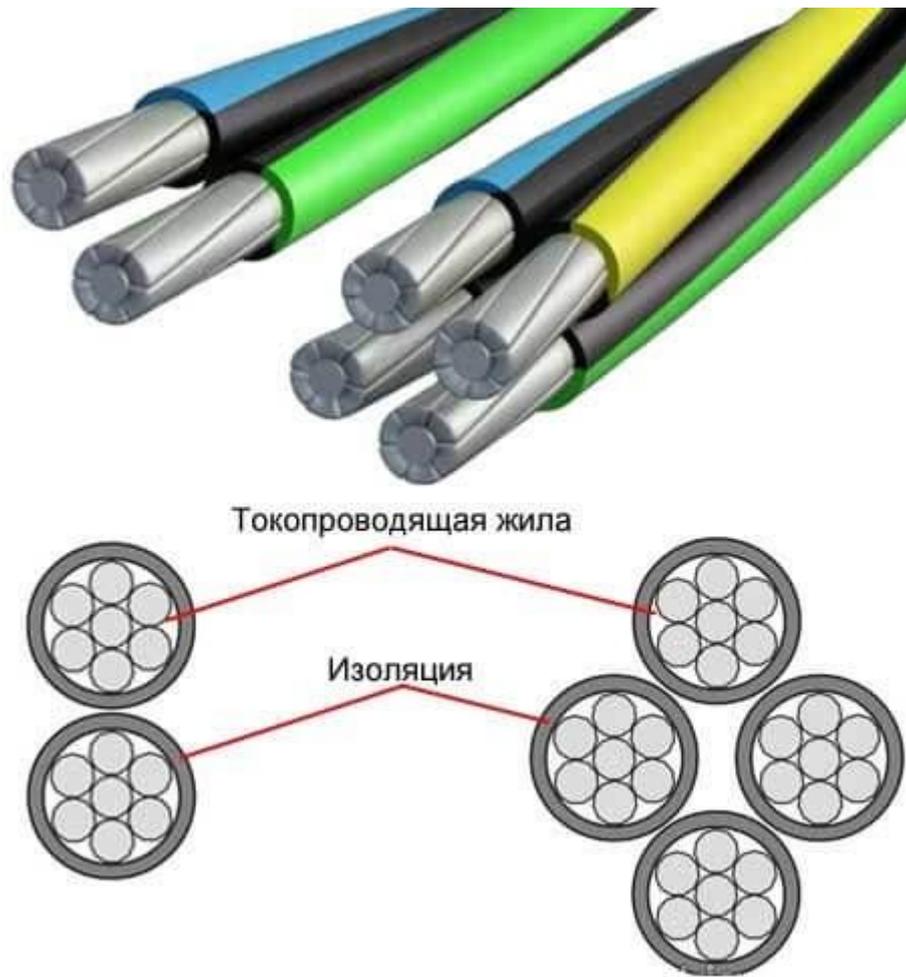


Рисунок 5 – Внешний вид и структура провода СИП-4

### 1.1.5 СИП-5 и СИП-5н

Провода такой маркировки имеют такую же конструкцию, рисунок 5, отличие лишь в том, что изоляция сшита из полиэтилена. Такая технология повышает на 30% длительно допустимую температуру эксплуатации.

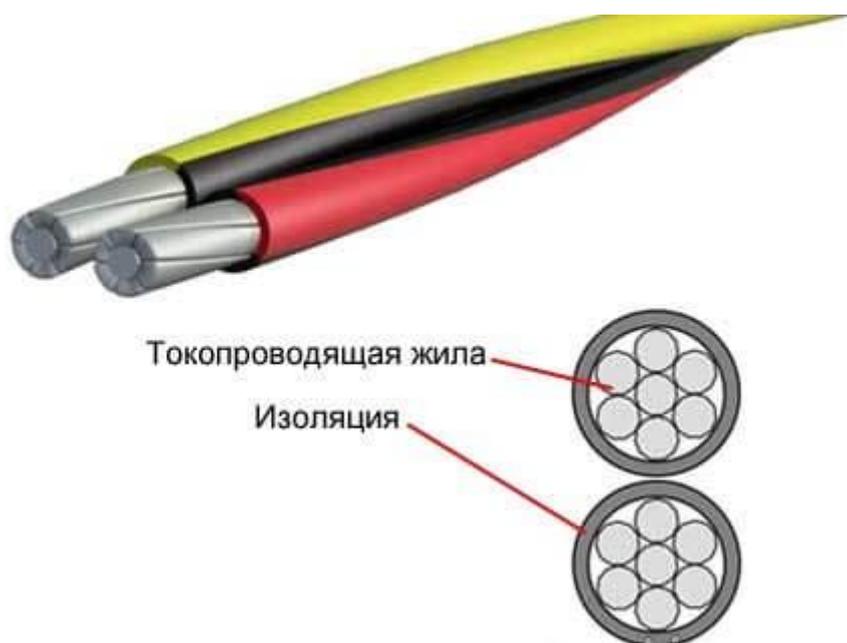


Рисунок 6 – Внешний вид и структура провода СИП-5

Данная марка провода применяется для сооружения ЛЭП, подключения жилых строений к ВЛ, для сетей освещения. Провода выполнены для районов с УХЛ климатом.

Таблица 3 – Техническая характеристика СИП

Марка провода	СИП-1	СИП-2	СИП-3	СИП-4	СИП-5
Количество жил, шт.	1-4	1-4	1	2-4	2-4
Сечение жил, мм <sup>2</sup>	16-120	16-120	35-240	16-120	16-120
Нулевая жила, несущая	Алюминиевый сплав, со стальным сердечником	Алюминиевый сплав, со стальным сердечником	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует
Токопроводящая жила	Алюминий	Алюминий	Алюминиевый сплав, со стальным сердечником	Алюминий	Алюминий

Продолжение таблицы 3

Класс напряжен ия, кВ	0,4-1	0,4-1	10-35	0,4-1	0,4-1
Тип изоляции	Термопластичн ый полиэтилен	Светостабил из полиэтилен	Светостабил из полиэтилен	Термопластичн ый полиэтилен	Светостаби лиз. полиэтилен
Температу ра эксплуат ации	-60°C - +50°C	-60°C - +50°C	-60°C - +50°C	-60°C - +50°C	-60°C - +50°C
Допустим ый нагрев жил при эксплуата ции	+70°C	+90°C	+70°C	+90°C	+90°C
min радиус изгиба провода	Не менее 10 Ø	Не менее 10 Ø	Не менее 10 Ø	Не менее 10 Ø	Не менее 10 Ø
Срок службы	Не менее 40 лет	Не менее 40 лет	Не менее 40 лет	Не менее 40 лет	Не менее 40 лет
Применен ие	- отпайка от ВЛ; - ввод в жилые помещения; - хоз. постройки; - прокладка по стенам зданий и сооружений.	-	- для монтажа ВЛ 6-10 кВ	- ответвлений от ВЛ; - ввод в жилые помещения; - хоз. постройки; - прокладка по стенам зданий и сооружений.	-

При выборе СИП провода, особое внимание уделяют на расчетный ток. Что бы определить расчетный ток, составляется схема всех участков сети и

основной нагрузки на каждом из них. Определив расчетный ток необходимо сравнить его с допустимым током [4] из таблицы 4, и выбрать нужное сечение провода. Если в дальнейшем планируется расширение под строительство, то это необходимо принять во внимание и выбрать провод большего сечения.

Таблица 4 – Длительно допустимый ток

Сечение фазных жил при их количестве от 2 до 4, мм <sup>2</sup>	Допустимый длительный ток для жил с изоляцией из термопластичного полиэтилена, I <sub>доп.</sub> , А	Допустимый длительный ток для жил с изоляцией из сшитого полиэтилена, I <sub>доп.</sub> , А
16	70	100
25	95	130
35	115	160
50	140	195
70	180	240
95	220	290
120	250	340

## 1.2 Выводы по первой главе

Рассмотрены виды СИП проводов их характеристики и области применения. Рассмотрен на примере крепление СИП провода на анкерной опоре с применением необходимой арматуры. Также рассмотрена арматура, применяемая к СИП проводам. Перечислены достоинства и недостатки этого провода. Достоинств значительно больше, а из недостатков можно отметить, что постройка воздушной линии с применением СИП провода выйдет дороже, чем линия с голым проводом.

## 2 Существующая схема электроснабжения и электрооборудование

До появления железобетонных опор, применялись деревянные опоры. От загнивания опоры пропитывались креозотом, бесцветной, воспламеняющейся, труднорастворимой в воде маслянистой жидкостью с сильным запахом. Несмотря на пропитку, опоры сгнивали у основания, их приходилось подпирать приставкой, это временный вариант, так как приставка тоже была зачастую деревянная. Подгнившие опоры доставляли хлопот снабжающей организации, так как увеличивались случаи падения опоры, тем самым прекращалось электроснабжение потребителей, вследствие обрыва проводов. В дальнейшем, применение железобетонных приставок улучшило ситуацию, однако в процессе эксплуатации древесина высыхала, и стяжка бандаж крепления между древесиной и приставкой становилась недостаточной, тем самым опора отклонялась от вертикальной оси, рисунок 7. Таким образом, в пролетах возникал большой провис и/или схлест проводов, либо опора падала.



Рисунок 7 – Покосившаяся опора

Провода применялись малого сечения, так как нагрузок больших не было, то этого было достаточно. Провода малого сечения легкие, вытягивать их можно без применения специальных приспособлений. Спуски от первых опор до коммутационных аппаратов в ТП выполнялись кабелями. При монтаже кабеля, на опоре либо на гребенке и подключении к коммутационным аппаратам, возникали сложности из-за его тяжести и жесткости.

Конструкция ТП зачастую выполнялась мачтового типа, рисунок 8. Неудобство таких ТП заключалось в том, что РУ 0.4 кВ и 6-10 кВ находилось на некоторой высоте. Для работ на РУ 6-10 кВ и на проходных изоляторах необходимо применять лестницу и средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Трансформатор находится в задней части ТП открытый, закрыты кожухом только шпильки выводов. Это не безопасно, и частой проблемой такого исполнения являлось то, что на трансформатор залезали коты либо птицы и закорачивали вывода. Так же проблемой были хулиганские деяния, результатом которых были разбиты изоляторы на выводах.



Рисунок 8 – КТП мачтового типа

## **2.1 Анализ существующей схемы электроснабжения и применяемого электрооборудования**

В настоящее время существующие линии электроснабжения 0.4 кВ выполнены на деревянных опорах с железобетонными приставками. Опоры, разошедшиеся, и отклонены от своей оси более 30 см. Такое состояние вызывает риск падения опоры. Посадочные места для крюков также разошлись, и крюки не держатся там. Провод используется марки А-25.

Все потребители жилого сектора относятся к III категории надежности электроснабжения [5]. Электроснабжение потребителей осуществляется по ВЛ-0.4 кВ, которые присоединены к КТП 10/0,4. К каждому потребителю от ВЛ до дома тянется провод А-16.

Существующая КТП мачтового типа имеет трансформатор ТМ-160. Число отходящих линий 0.4 кВ - две. Отпайка 10 кВ от магистрали выполнена проводом А-25. Опора на отпайке 10 кВ также деревянная.

Трансформаторы ТМ наполненные маслом (с маслорасширителем) общего назначения мощностью 160 кВА с естественным масляным охлаждением, имеющие устройство ПБВ, работающие в сетях переменного тока частотой 50Гц, таблица 5.

«Трансформаторы ТМ предназначены для преобразования, распределения и передачи электроэнергии в сетях энергосистем и питания различных потребителей электроэнергии» [19].

«В трансформаторе ТМ предусмотрена возможность регулирования напряжения в диапазоне до + 5%. Переключение на другой диапазон возможно ступенями по 2,5%, в ручном режиме при полностью отключенном трансформаторе» [19].

Температурные изменения объема масла в трансформаторах компенсируются маслорасширителем со встроенным воздухоосушителем, предотвращающим попадание в трансформатор влаги и промышленных загрязнений. Для измерения температуры верхних слоев масла на крышке

трансформаторов предусматривается гильза для установки жидкостного термометра.

Таблица 5 – Техническая характеристика трансформатора ТМ-160 кВА

Наименование параметра	Значение параметра трансформатора ТМ-160/10
Номинальная мощность, кВА	160
Высокое напряжение, кВ	10
Низкое напряжение, кВ	0.4
Напряжение к. з., %	4.5
Потери к. з., кВт	2.75
Потери х. х., кВт	0.44
Ток х. х.	1.8
Частота, Гц	50
Схема и группа соединения обмоток	Д/Ун-11
Габаритные размеры	
L, мм	1180
B, мм	750
H, мм	1315
Масса масла, кг	205
Полная масса, кг	830

## 2.2 Расчетные параметры и характеристики существующей системы электроснабжения

В таблице 6 представлена спецификация оборудования, изделий и материалов существующей схемы.

Таблица 6 – Спецификация оборудования, изделий и материалов

Наименование показателя	Значение показателя
Трансформаторная подстанция	КТП-160/10/0,4 кВ – 1 шт.

## Продолжение таблицы 6

Протяженность линии ВЛ-0,4 кВ, км	0,18
Протяженность линии ВЛ-10 кВ, км	0,006
Район климатических условий	III
Расчетная стенка гололеда, мм	20
Максимальная скорость ветра, м/с	29
Район по пляске проводов	II
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-80
Материал опор	Дерево
Стойка деревянная ВЛ-10 кВ, шт.	2
Стойка деревянная ВЛ-0,4 кВ, шт.	15
Ж/б приставка, шт.	10
Провод А-25, км	190
Провод А-16, км	180

### 2.2.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполнен в следующем порядке:

- составлена расчетная схема, рисунок 9, с отмеченными точками короткого замыкания;
- составлена схема замещения, рисунок 10;
- определены величины сопротивлений элементов схемы;
- определены токи трехфазного короткого замыкания;

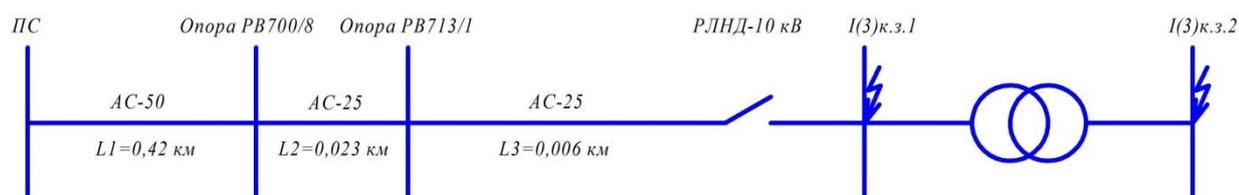


Рисунок 9 – Расчетная схема

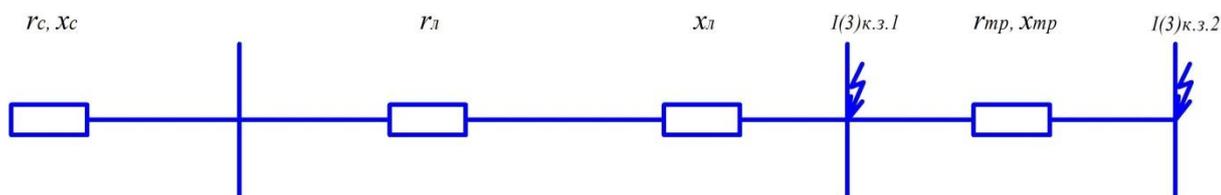


Рисунок 10 – Схема замещения

В таблице 7 представлены данные для расчета токов короткого замыкания. Мощность трансформатора 160 кВА. Сопротивление контактов разъединителя не учитывается из-за его малого значения.

Таблица 7 – Исходные данные

ПС				Провод АС-50		Провод АС-25		Трансформатор	
R <sub>cmax</sub>	R <sub>cmin</sub>	X <sub>cmax</sub>	X <sub>cmin</sub>	R01.2	X01.2	R03	X03	U <sub>k</sub>	ΔP <sub>кз</sub>
0.217	0.304	1.899	2.965	1.89	1.305	1.15	0.402	4.5 %	2.75
Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом		кВт

Определение значения сопротивления для ВЛ:

$$r_l = r_0 \cdot L, \quad (1)$$

$$x_l = x_0 \cdot L, \quad (2)$$

где  $r_0$  - активное сопротивление провода линии, Ом;

$x_0$  - индуктивное сопротивление провода линии, Ом;

$L$  - длина линии, км.

$$r_l = 1.89 \cdot 0.42 + 1.15 \cdot 0.023 + 1.15 \cdot 0.006 = 0.83 \text{ Ом}.$$

$$x_l = 1.305 \cdot 0.42 + 0.402 \cdot 0.023 + 0.402 \cdot 0.006 = 0.56 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$z_{л} = \sqrt{r_{л}^2 + x_{л}^2}. \quad (3)$$

$$z_{л} = \sqrt{0.83^2 + 0.56^2} = 1 \text{ Ом}.$$

Определение значения сопротивления для трансформатора:

$$r_{mp} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{н}^2}{S_{н}^2}, \quad (4)$$

$$x_{mp} = \frac{U_{к} \cdot U_{н}^2}{100 \cdot S_{н}}, \quad (5)$$

где  $U_{н}$  - среднее номинальное напряжение, кВ;

$S_{н}$  - номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$r_{mp} = \frac{2.75 \cdot 10.5^2}{160^2} = 11.85 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}.$$

$$x_{mp} = \frac{4.5 \cdot 10.5^2}{100 \cdot 160} = 31 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}.$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$z_{mp} = \sqrt{r_{mp}^2 + x_{mp}^2}, \quad (6)$$

$$z_{mp} = \sqrt{11.85^2 + 31^2} = 33.19 \text{ Ом}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 максимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_1 = r_l + r_{c \max} , \quad (7)$$

$$\sum x_1 = x_l + x_{c \max} . \quad (8)$$

$$\sum r_1 = 0.83 + 0.217 = 1.047 \text{ Ом} ,$$

$$\sum x_1 = 0.56 + 1.899 = 2.459 \text{ Ом} .$$

Полное сопротивление:

$$Z_1 = \sqrt{\sum r_1^2 + \sum x_1^2} , \quad (9)$$

$$Z_1 = \sqrt{1.047^2 + 2.459^2} = 2.67 \text{ Ом} .$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК1}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_1} , \quad (10)$$

$$I_{кзК1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 2.67} = 2.27 \text{ кА} .$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 минимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_{1.1} = r_l + r_{c\min}, \quad (11)$$

$$\sum x_{1.1} = x_l + x_{c\min}. \quad (12)$$

$$\sum r_{1.1} = 0.83 + 0.304 = 1.134 \text{ Ом},$$

$$\sum x_{1.1} = 0.56 + 2.965 = 3.525 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_{1.1} = \sqrt{\sum r_{1.1}^2 + \sum x_{1.1}^2}, \quad (13)$$

$$Z_{1.1} = \sqrt{1.134^2 + 3.525^2} = 3.7 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{\text{кзК1}}^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot Z_{1.1}}, \quad (14)$$

$$I_{\text{кзК1}}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 3.7} = 1.64 \text{ кА}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К2  
максимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_2 = \sum r_1 + r_{mp}, \quad (15)$$

$$\sum x_2 = \sum x_1 + x_{mp}. \quad (16)$$

$$\sum r_2 = 1.047 + 11.85 = 12.89 \text{ Ом},$$

$$\sum x_2 = 2.459 + 31 = 33.46 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_2 = \sqrt{\sum r_2^2 + \sum x_2^2}, \quad (17)$$

$$Z_2 = \sqrt{12.89^2 + 33.46^2} = 35.86 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_2}, \quad (18)$$

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 35.86} = 0.17 \text{ кА}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 минимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_{2,1} = \sum r_{1,1} + r_{mp}, \quad (19)$$

$$\sum x_{2,1} = \sum x_{1,1} + x_{mp}. \quad (20)$$

$$\sum r_{2,1} = 1.134 + 11.85 = 12.984 \text{ Ом},$$

$$\sum x_{2,1} = 3.525 + 31 = 34.525 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_{2,1} = \sqrt{\sum r_{2,1}^2 + \sum x_{2,1}^2}, \quad (21)$$

$$Z_{2,1} = \sqrt{12.984^2 + 34.525^2} = 36.89 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{2,1}}, \quad (22)$$

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 36.89} = 0.16 \text{ кА}.$$

## 2.3 Реконструкция системы электроснабжения

«К реконструкции в электрических сетях относится комплекс работ на действующих объектах электрических сетей (линиях электропередачи, подстанциях, распределительных и переключательных пунктах, технологически необходимых зданиях, коммуникациях, вспомогательных сооружениях, ремонтно-производственных базах, служебном жилом фонде) по их переустройству (строительству взамен) в целях повышения технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды» [24].

«Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений, не соответствующее требованиям санитарных норм и экологии» [24].

К объектам электрических сетей относятся «Воздушные и кабельные линии электропередачи всех классов напряжения, волоконно-оптические линии связи. На них проводятся такие работы как: строительство воздушной линии, кабельной линии электропередачи взамен ликвидируемой; вынос участков воздушной, кабельной линии на новую трассу в связи со строительством энергетических или других объектов; сплошная замена на участках воздушной линии опор новыми (из того же или другого материала, а также опорами другого типа) при общей длине участка более 15 % протяженности линии; замена дефектных опор воздушной линии на деревянных опорах новыми (из того же или другого материала, а также опорами другого типа) или подстановка дополнительных при общем количестве вновь устанавливаемых опор более 30 % установленных на линии; сооружение волоконно-оптической линии связи на опорах действующей воздушной линии электропередачи в составе ее реконструкции» [24]. «Подстанции, распределительные и переключательные пункты всех типов и классов напряжения. К ним относятся работы:

строительство объектов электрических сетей на старой площадке взамен ликвидируемых; строительство нового распределительного устройства взамен ликвидируемого; переустройство строительной части распределительных устройств, зданий, сооружений; повышение надежности функционирования подстанций и ее элементов, расположенных в сейсмических районах; проведение экологических и охранных мероприятий в соответствии с нормативными требованиями» [24].

Электроснабжение с точки зрения надежности может быть оценено четырьмя различными способами в порядке возрастания сложности:

1. Детерминированные: альтернативная система должна отвечать критериям, определяющая допустимую реакцию системы на указанные непредвиденные обстоятельства.

2. Вероятностно-Системная Авария: альтернативные системы должны соответствовать критериям, указанным в плане вероятностных показателей надежности, отражающих риск неприемлемого отклика системы.

3. Вероятностно-Потребительское Воздействие: То же самое, (2), но критерии определены с точки зрения потребителя, воздействовать на такие ситуации, как риск прерывания питания или риск сокращения нагрузки.

4. Стоимость = Анализ Эффективности: Этот подход основан на концепции, что надлежащий уровень сервиса надежности должен определяться балансом дополнительных ценностей, повышения надежности обслуживания и дополнительных затрат на обеспечение улучшения. Этот подход также называют «анализ эффективности» и «стоимость на основе» оценки надежности.

Ограничением детерминированного подхода (1) является то, что оно рассматривает только исходную системную проблему в течение нескольких непредвиденных обстоятельств. Эти непредвиденные обстоятельства, как правило, были отобраны комитетом на основе оценок, традиций и опыта. Если выбранные непредвиденные обстоятельства не покрывают все важные проблемы надежности, полученная система может быть ненадежна. Если

некоторые непредвиденные обстоятельства ставят слишком большой акцент на тяжелых, но редких событиях, может быть выбрана неоправданно дорогая альтернатива системы.

Вероятностный подход (2) направлен на устранение зависимости от судебного решения в выборе непредвиденного обстоятельства, пытаюсь взглянуть на все существенные непредвиденные обстоятельства. Кроме того, он оценивает важность результатов для каждой случайности в зависимости от серьезности системных проблем, вызванных каждым непредвиденным обстоятельством и частоты встречаемости каждой случайности.

Подход (3) смотрит вглубь проблемы, в том, что он связан с воздействием на потребителя.

Тем не менее, критерии, используемые для определения приемлемого уровня надежности по-прежнему субъективные. Например, сколько перерывов в год было бы приемлемым или какой процент от общего спроса на МВт/ч был бы приемлемым для прерывания или сокращения?

В подходе стоимость=выгода на пользу (4), критерий приемлемой надежности подразумевается в используемой методологии.

Меры Ненадежности - Индексы Надежности

Надежность может быть измерена с помощью частоты событий, имеющих неприемлемые воздействия на систему или на потребителя, и по тяжести и длительности неприемлемых воздействий. Таким образом, есть три основных компонента мер надежности:

- Частота недопустимых событий,
- Продолжительность недопустимых событий
- Тяжесть недопустимых событий.

Другие меры, такие как вероятность неприемлемых событий, могут быть получены. Индекс ожиданий, таких как потеря ожиданий. Индекс нагрузки (LOLE) обычно используется для оценки надежности генерирующей системы, по своей природе, вероятностная мера. В то время как вероятностные меры оказались полезными в оценке надежности генерации, они не могут быть столь

же значимыми при оценке надежности системы передачи или совместного производства = система передачи. Например, важно различать 100 событий, которые длятся 1 сек. и 1 событие, которое длится 100 сек.

Поскольку вероятностные меры не могут обеспечить такую дифференциацию, часто необходимо применить меры частоты и длительности при оценке надежности систем передачи.

Вероятностные меры надежности или показатели могут выразить улучшения надежности дополнительных ресурсов и подкреплений в количественном отношении. Однако для учета различных аспектов надежности требуется несколько индексов. Есть два основных типа индексов: индексы системных и потребительских аспектов или индексов нагрузки.

Первый относится к производительности системы и системным эффектам, последний с воздействием на потребителя. Надежность измерения стоимости, используемый в "стоимость=анализ выгоды", могут быть отнесены к потребительскому индексу.

### **2.3.1 Разработка мероприятий по реконструкции и повышению надежности системы электроснабжения**

Подстанция РВ 35/10 осуществляет электроснабжение КТП, которые в свою очередь снабжают электроэнергией близ лежащие сёла и дачные массивы.

В связи с расширением участков под строительство возникает необходимость в реконструкции линии отпайки 10 кВ которая будет запитывать новую КТП 10/0.4 кВ. Так же необходимо построить линию 0.4 кВ для электроснабжения будущих застроек. Необходимо выполнить:

Для ВЛЗ-10 кВ:

- выполнить расчет потерь напряжения;
- выбрать марку и сечение провода СИП;
- крепление СИП к опорам выполнить с помощью специальных узлов крепления (спиральными вязками), крюков или кронштейнов, применяемых для

монтажа СИП;

- предусмотреть устройство контура заземления опор;
- предусмотреть защиту от грозových и внутренних перенапряжений на базе ОПН, выполнить расчеты для обоснования выбора ОПН;
- предусмотреть установку зажимов для проводов СИП для переносного заземления;
- расчистку трассы ВЛ от древесно-кустарниковой растительности в соответствии с требованиями ПУЭ [4];
- выполнить расчет токов к.з. на фидере ПС РВ 35/10 кВ с указанием схемы замещения линии, выполнения условия селективности защиты по всей длине ВЛ.

Основные характеристики ВЛЗ-10 кВ представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристика ВЛЗ-10 кВ

Показатель	Значение
Передаваемая мощность, кВА	400
Количество цепей	1
Номинальное напряжение, кВ	10
Длина трассы, м	0,03 (ориентировочно)
Район по количеству грозových часов в году	60-80
Район по степени загрязненности атмосферы	СЗ-2
Район по ветру	Скорость ветра 29 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет
Район по гололеду	Толщина стенки гололеда 20 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет
Прочие особенности ВЛ	Опоры железобетонные типа СВ-110. Провод ВЛЗ-10 кВ – СИП сечением 50 мм <sup>2</sup> . ВЛЗ принята с изолированной нейтралью. Электроды заземления – из круглой стали диаметром 16 мм <sup>2</sup> длиной 5 м.

Для ВЛИ-0.4 кВ:

- выполнить расчет потерь напряжения;
- выбрать марку и сечение провода СИП;
- крепление СИП к опорам выполнить с помощью специальных узлов крепления, крюков или кронштейнов, применяемых для монтажа СИП;
- предусмотреть устройство контура заземления опор;
- предусмотреть защиту от грозových и внутренних перенапряжений на базе ОПН, выполнить расчеты для обоснования выбора ОПН;
- предусмотреть провод уличного освещения;
- предусмотреть установку зажимов для проводов СИП для переносного заземления;
- расчистку трассы ВЛ от древесно-кустарниковой растительности в соответствии с требованиями ПУЭ;
- выполнить расчет токов к.з. на фидере 1, 2 КТП 10/0.4 кВ РВ713/400 с указанием: схемы замещения линии; выполнения условия селективности защиты по всей длине ВЛ;
- учет электроэнергии выполнить на базе счетчика с выносным датчиком мощности, установленным на опоре.

Основные характеристики ВЛИ-0.4 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристика ВЛИ-0.4 кВ

Показатель	Значение
Передаваемая мощность, кВт	265
Количество цепей	1
Номинальное напряжение, кВ	0,4
Длина трассы, м	1,89
Район по количеству грозových часов в году	60-80
Район по степени загрязненности атмосферы	С3-2
Район по ветру	Скорость ветра 29 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет

Продолжение таблицы 9

Район по гололеду	Толщина стенки гололеда 20 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет
Прочие особенности ВЛ	Опоры железобетонные типа СВ-95. Провод ВЛИ-0,4 кВ – СИП сечением 70 мм <sup>2</sup> для магистрали, 50 мм <sup>2</sup> для отпайки. ВЛИ принята с глухозаземленной нейтралью. Электроды заземления – из круглой стали диаметром 16 мм <sup>2</sup> длиной 5 м.
	Крепежная арматура содержит элементы ограниченной прочности для защиты провода от обрыва. Линейная арматура для ВЛИ отвечает следующим требованиям: - срок службы не менее 40 лет; - анкерные зажимы для магистральных проводов изготовлены из алюминиевого сплава, устойчивого к коррозии.

Для КТП:

- предусмотреть установку КТП киоскового типа с выносным разъединителем 10 кВ, оборудованным заземляющими ножами в сторону КТП;
- силовой трансформатор для КТП применить со схемой Д/Y<sub>0</sub>-11 и с контактными зажимами на вводах НН;
- грозозащиту КТП выполнить на основе ОПН-10 кВ;

Так же необходимо наличие управление освещением, с пускателем и наличие резервного автомата в РУ-0.4 кВ.

Учет электроэнергии в КТП 10/0,4 кВ РВ713/400:

- Предусмотреть установку пунктов учета электрической энергии на вводе 0,4 кВ и отходящих ВЛ-0,4 кВ проектируемой КТП, включая фидер уличного освещения в соответствии с требованиями утвержденного «Стандарта организации о технической политике по учету электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе электроснабжающей

организации». Обеспечить свободный доступ к лицевой панели и клеммной колодке счетчиков, а также трансформаторы тока для возможности их технического обслуживания;

- Организацию дистанционной передачи данных с приборов учета через интерфейс RS485 на пункт сбора данных ПО энергоснабжающей организации посредством GSM каналов связи;

- Типы применяемого оборудования согласовать с Управлением учета электроэнергии энергоснабжающей организации;

- Все компоненты разместить в низковольтном шкафу КТП. В случаях невозможности размещения всех компонентов в низковольтном шкафу, предусмотреть установку наружного шкафа со степенью защиты не менее IP54;

- Коммутационные аппараты перед электросчетчиками;

- Подключение электросчетчиков к измерительным цепям через переходные коробки;

- Класс точности трансформаторов тока не хуже 0,5 (0,5S);

- Расчет коэффициента трансформации трансформаторов тока;

- Пломбировку электросчетчиков, коммутационных аппаратов, испытательных коробок, трансформаторов тока для исключения несанкционированного доступа;

- Энергосбережение и повышение энергетической эффективности.

Основные характеристики КТП представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристика КТП

Показатель	Значение
Мощность КТП, кВА	400
Схема соединения обмоток	$\Delta/Y_0-11$
Напряжение, кВ	10/0,4
Район по количеству грозových часов в году	60-80
Район по степени загрязненности атмосферы	C3-2

Продолжение таблицы 10

Район по ветру	Скорость ветра 29 м/с с повторяемостью 1 раз в 25 лет
Район по гололеду	Толщина стенки гололеда 20 мм с повторяемостью 1 раз в 25 лет
Прочие особенности КТП	КТП киоскового типа, грозозащита на основе ОПН-10 кВ, ввод 10 кВ воздушный, выхода 0,4 кВ воздушные. Вывода 0,4 кВ силового трансформатора в КТП оснащены токоъемными зажимами типа "Флажок".

На первом этапе реконструкции проводится разработка проекта. По проекту ВЛЗ-10 кВ, выполняется отпайкой от проектируемой опоры №1 Ф-7 ПС 35/10 кВ "РВ" проводом СИП-3х50. Опора №1 устанавливается в линию ВЛ-10 кВ между опорами РВ700/8 и РВ700/9. На опоре РВ713/1 производится установка разъединителя РЛНД-10/400.

Строительство ВЛИ 0.4 кВ, производится от Ф-1, 2 РУ 0.4 кВ КТП РВ713/400 кВА.

Коммерческий учет электроэнергии выполнен в РУ-0.4 кВ с применением электронного прибора учета на отходящих линиях РиМ 489.03 трансформаторного включения 5А, 380 В. На фидер уличного освещения РиМ 489.06 10-100 А, 380 В. Подключение счетчиков к измерительным цепям производится через переходные коробки.

Для организации дистанционной передачи данных с приборов учета через интерфейс RS485 на пункт сбора данных в КТП установить маршрутизатор РиМ 099.02, в комплекте с монтажным устройством для МКС РиМ 000.01.

На всех ответвлениях к потребителям произвести установку счетчиков электроэнергии трехфазных многотарифных с защитой от хищения электроэнергии, РиМ 489.02 с функцией управления нагрузкой и дистанционным пультом для снятия показаний 5-80 А, 380 В.

Монтаж счетчиков выполнить на опорах на высоте 6м от уровня земли.

Для подключения потребителей используется СИП-4 2х16 или 4х16 мм<sup>2</sup> анкерный зажим и прокалывающий зажим.

Анкерный «зажим предназначен для анкерного крепления 2-х или 4-х изолированных проводов абонентов» [14].

Прокалывающий зажим это «герметичный, прокалывающий изоляцию зажим предназначенный для всех видов проводников СИП до 1кВ, а также для подключения проводов абонентов и освещения. При затягивании болтов зубцы контактных пластин прокалывают изоляцию и создают прекрасный контакт. Болты затягиваются до срыва головок» [14].

КТП 10/0.4 кВ принята киоскового типа с трансформатором 10/0.4 кВ 400 кВА, характеристика трансформатора представлена в таблице 11. КТП устанавливается на блоки ФБС.

Заземляющее устройство КТП соединено с заземляющим устройством РЛНД-10.

Таблица 11- Техническая характеристика трансформатора ТМ-400 кВА

Наименование параметра	Значение параметра трансформатора ТМ-400/10
Номинальная мощность, кВА	400
Высокое напряжение, кВ	10
Низкое напряжение, кВ	0.4
Напряжение к.з., %	4.5
Потери к.з., кВт	5.5
Потери х.х., кВт	0.8
Ток х.х.	1.6
Частота, Гц	50
Схема и группа соединения обмоток	Д/Ун-11

Продолжение таблицы 11

Габаритные размеры	
L, мм	1275
B, мм	1080
H, мм	1625
Масса масла, кг	380
Полная масса, кг	1400

Для заземления опор выполненных стойками СВ предусмотрены верхний и нижний заземляющие проводники, изготавливаемые из стального стрежня диаметром 10 мм. К нижнему заземляющему проводнику привариваются дополнительные заземлители. Заземление стальных элементов опор осуществляется их присоединением к верхнему заземляющему проводнику сваркой или зажимом ПС-2. Верхний и нижний заземляющие проводники приварены к одному из стержней арматуры стойки при ее изготовлении. Сопротивление заземляющих устройств опор ВЛЗ-35 кВ не должны превышать 10 Ом.

На всех опорах ВЛИ-10 кВ устанавливаются разрядник длинно-искровые петлевые SDI 97. Разрядники устанавливаются с чередованием фаз.

Согласно ПУЭ общее сопротивление растеканию заземлителей всех повторных заземлений PEN-проводника каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 10 Ом соответственно при линейном напряжении 380 В источнике трехфазного тока. При этом сопротивление растеканию заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 30 Ом соответственно при том же напряжении.

По всей длине, реконструируемой ВЛИ 0.4 кВ, не менее чем через 100 м друг от друга выполняется установка ОПН 0.4 кВ и монтаж повторного контура заземления, выполненного электродами из круглой стали, диаметром 6 мм, с антикоррозионным покрытием.

«Низковольтные ОПН монтируются в местах соединения СИП до 1кВ с

подземными или абонентскими кабелями и на подстанциях. Metalлооксидные варисторы, встроенные в ОПН, надежно защищают сеть и подключенное оборудование от всех видов перенапряжения. При перегрузке встроенный разъединитель отключает ОПН от сети, например, при близком ударе молнии. Набор крепежной арматуры позволяет быстро и надежно подключить ОПН к любым линиям и оборудованию» [15].

В начале и конце ВЛИ 0.4 кВ установить зажимы для крепления переносного заземления.

Электроустановки обслуживаются выездной бригадой электротехнического персонала с индивидуальными средствами защиты и средствами оказания первой помощи.

Электроустановка — это «машины, аппараты, линии и вспомогательное оборудование (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенные для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии» [5].

Средства защиты, приспособления и инструмент, применяемые при обслуживании электроустановок, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с требованиями и с отметкой в журнале учета и содержания средств защиты.

На втором этапе при выполнении строительно-монтажных и пуско-наладочных работ, произвести:

- строительство новой отпайки ВЛЗ-10 кВ РВ710/1 от опоры РВ700/8 Ф-7 ПС 35/10 кВ "РВ", протяженностью 0,03 км, выполнить проводом СИП-3, сечением 50 мм<sup>2</sup>;

- строительство новой КТП РВ713/400 кВА с выносным разъединителем ВР-10 кВ на опоре РВ710/1 Ф-7 ПС 35/10 кВ "РВ";

- строительство новой ВЛИ-0,4 кВ Ф-1 от РУ 0,4 кВ КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,35 км, проводом СИП-2 сечением 3 · 70 + 1 · 70 + 1 · 25 мм<sup>2</sup>;

- строительство новой ВЛИ-0,4 кВ Ф-2 от РУ-0,4 кВ КТП РВ713/400 кВА,

протяженностью 0,55 км, проводом СИП-2 сечением  $3 \cdot 70 + 1 \cdot 70 + 1 \cdot 25 \text{ мм}^2$ ;

- строительство новой отпайки ВЛИ-0,4 кВ в пролете опор 101/1-12 от опоры 100/1 Ф-1 КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,36 км, проводом СИП-2 сечением  $3 \cdot 50 + 1 \cdot 50 + 1 \cdot 16 \text{ мм}^2$ . Участок опор ВЛИ-0,4 кВ 101/1-5 выполнено совместной подвеской с ВЛИ-0,4 кВ 200/1-5 Ф-2 КТП РВ713/400 кВА;

- строительство новой отпайки ВЛИ-0,4 кВ 102/1-4 Ф-1 КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,14 км, проводом СИП-2, сечением  $3 \cdot 50 + 1 \cdot 50 + 1 \cdot 16 \text{ мм}^2$ ;

- строительство новой отпайки ВЛИ-0,4 кВ 201/1-13 от опоры 200/6 Ф-2 КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,45 км, проводом СИП-2, сечением  $3 \cdot 50 + 1 \cdot 50 + 1 \cdot 16 \text{ мм}^2$ ;

- строительство новой отпайки ВЛИ-0,4 кВ 202/1 от опоры 201/9 Ф-2 КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,02 км, проводом СИП-4, сечением  $4 \cdot 16 \text{ мм}^2$ ;

- строительство новой отпайки ВЛИ-0,4 кВ 203/1 от опоры 201/10 Ф-2 КТП РВ713/400 кВА, протяженностью 0,02 км, проводом СИП-4, сечением  $4 \cdot 16 \text{ мм}^2$ ;

- пуско-наладочные работы в КТП;

- расчистку трассы ВЛ от древесно-кустарниковой растительности.

### **2.3.2 Расчетные параметры и потери проектируемой схемы электроснабжения**

В таблице 12 представлена спецификация оборудования, изделий и материалов существующей схемы.

Таблица 12 - Спецификация оборудования, изделий и материалов

Наименование показателя	Значение показателя
Трансформаторная подстанция	КТП-400/10/0.4 кВ

Продолжение таблицы 12

Протяженность линии ВЛИ 0.4 кВ, одноцепная, км	1.129
Протяженность линии ВЛИ 0.4 кВ, двухцепная, км	0.099
Протяженность линии ВЛЗ 10 кВ, км	0.006
Район климатических условий	III
Расчетная стенка гололеда, мм	20
Максимальная скорость ветра, м/с	29
Среднегодовая продолжительность гроз, час	60-80
Материал опор	Железобетон
Стойка ж/б СВ110, шт.	2
Количество опор ВЛЗ 10 кВ, всего шт.	2
Промежуточная нормального габарита, шт.	1
Концевая одностоечная опора, шт.	1
Стойка ж/б СВ95, шт.	71
Количество опор ВЛИ 0.4 кВ, всего шт.	50
Анкерная нормального габарита, шт.	3
Анкерная ответвительная нормального габарита, шт.	1
Анкерная (концевая) нормального габарита, шт.	5
Промежуточная нормального габарита, шт.	31
Концевая одностоечная, шт.	2
Угловая анкерная нормального габарита, шт.	6
Ответвительная одностоечная, шт.	2
Установка подкоса к опоре, шт.	21
Провод СИП-4 (4x16 мм <sup>2</sup> ), км	0.68
Провод СИП-2 (3x50+1x50+1x16 мм <sup>2</sup> ), км	0.615
Провод СИП-2 (3x70+1x70+1x16 мм <sup>2</sup> ), км	0.83
Провод СИП-3 (1x50 мм <sup>2</sup> ), км	0.03

### 2.3.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания выполнен в следующем порядке:

- составлена расчетная схема, рисунок 11, с отмеченными точками короткого замыкания;
- составлена схема замещения, рисунок 12;
- определены величины сопротивлений элементов схемы;
- определены токи трехфазного короткого замыкания;

Методика расчета аналогична расчету в разделе 2.2.1.

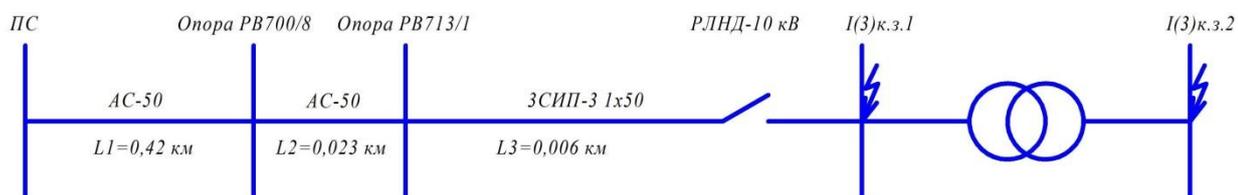


Рисунок 11 – Расчетная схема

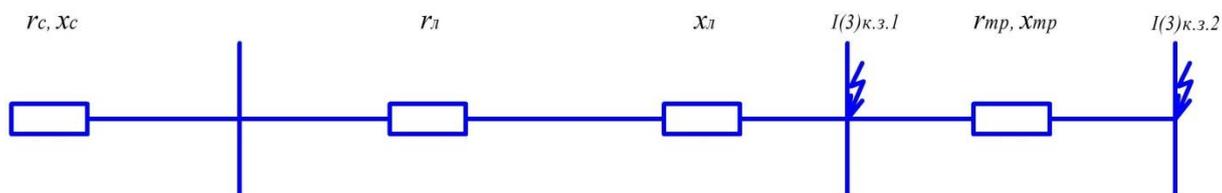


Рисунок 12 – Схема замещения

В таблице 13 представлены данные для расчета токов короткого замыкания. Мощность трансформатора 400 кВА. Сопротивление контактов разъединителя не учитывается из-за его малого значения.

Таблица 13 – Исходные данные

ПС				Провод АС-50		Провод СИП-3		Трансформатор	
Rсmax	Rсmin	Xсmax	Xсmin	R01.2	X01.2	R03	X03	Uк	ΔРкз
0.217	0.304	1.899	2.965	1.89	1.305	0.64	0.09	4.5 %	5.5
Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом	Ом		кВт

Определение значения сопротивления для ВЛ:

$$r_{л} = 1.89 \cdot 0.42 + 0.023 + 0.64 \cdot 0.006 = 0.84 \text{ Ом}.$$

$$x_{л} = 1.305 \cdot 0.42 + 0.023 + 0.09 \cdot 0.006 = 0.58 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$z_{л} = \sqrt{0.84^2 + 0.58^2} = 1.02 \text{ Ом}.$$

Определение значения сопротивления для трансформатора:

$$r_{mp} = \frac{5.5 \cdot 10.5^2}{400^2} = 3.79 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}.$$

$$x_{mp} = \frac{4.5 \cdot 10.5^2}{100 \cdot 400} = 12.4 \cdot 10^{-3} \text{ кОм}.$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$z_{mp} = \sqrt{3.79^2 + 12.4^2} = 12.97 \text{ Ом}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1  
максимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_1 = 0.84 + 0.217 = 1.057 \text{ Ом},$$

$$\sum x_1 = 0.58 + 1.899 = 2.479 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_1 = \sqrt{1.057^2 + 2.479^2} = 2.69 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 2.69} = 2.25 \text{ кА}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 минимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_{1.1} = 0.84 + 0.304 = 1.14 \text{ Ом},$$

$$\sum x_{1.1} = 0.58 + 2.965 = 3.55 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_{1.1} = \sqrt{1.14^2 + 3.55^2} = 3.73 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК1}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 3.73} = 1.63 \text{ кА}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 максимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_2 = 1.057 + 3.79 = 4.85 \text{ Ом},$$

$$\sum x_2 = 2.479 + 12.4 = 14.88 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_2 = \sqrt{4.85^2 + 14.88^2} = 15.65 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 15.65} = 0.39 \text{ кА}.$$

Определение тока трехфазного короткого замыкания в точке К2 минимальный.

Суммарное сопротивление:

$$\sum r_{2.1} = 1.14 + 3.79 = 4.93 \text{ Ом},$$

$$\sum x_{2.1} = 3.55 + 12.4 = 15.95 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление:

$$Z_{2.1} = \sqrt{4.93^2 + 15.95^2} = 16.69 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{кзК2}^{(3)} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 16.69} = 0.36 \text{ кА}.$$

### 2.3.4 Проверка выбора ограничителей перенапряжения

В четырехпроводных сетях до 1000 В с глухозаземленной нейтралью должно выполняться условие:

$$I_{ном.р} \geq I_{к.з.}, \quad (22)$$

где  $I_{ном.р}$  - номинальный разрядный ток, А

$I_{к.з.}$  - минимальный ток однофазного короткого замыкания, определяемый величиной полного сопротивления петли проводов фаза-нуль до места повреждения, А.

$$I_{к.з.} = \frac{U_{\phi}}{Z_n + \frac{Z_m}{3}}, \quad (23)$$

$$Z_n = Z_0 \cdot l, \quad (24)$$

где  $U_{\phi}$  - фазное напряжение сети, В;

$Z_n$  - полное сопротивление петли фазный-нулевой провод, Ом;

$Z_m = 0.195$  Ом, полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус, Ом;

$l$  – длина линии, км.

На рисунке 13 изображена схема самого удаленного участка фидера 1 от КТП РВ713.

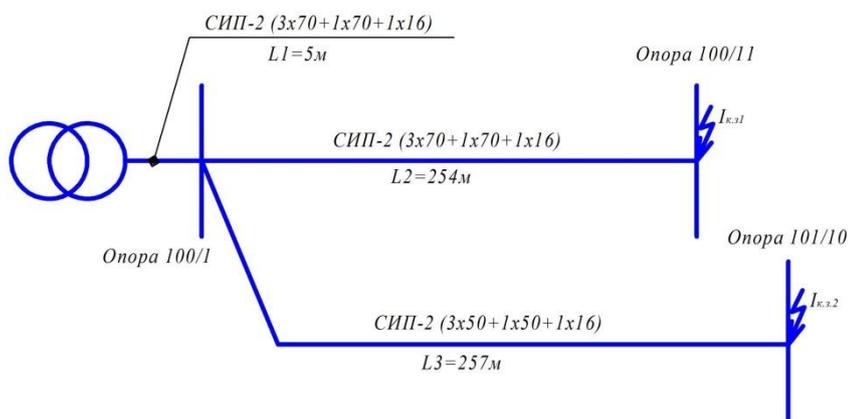


Рисунок 13 – Самый удаленный участок фидера 1

Самый удаленный участок фидера 1 от КТП РВ713 это отпаечная линия фидера 1 равной длине  $L_3=257$  м. Токи короткого замыкания рассчитаны для обоих участков.

Для СИП-2 (3x70+1x70+1x16):  $Z_n=1.39$  Ом/км;

Для СИП-2 (3x50+1x50+1x16):  $Z_n=1.95$  Ом/км.

$$Z_{n1} = 1.39 \cdot 0.005 + 0.254 = 0.72 \text{ Ом.}$$

$$Z_{n2} = 1.39 \cdot 0.005 \cdot 2 + 1.92 \cdot 0.257 \cdot 2 = 0.999 \text{ Ом.}$$

$$I_{к.з.1} = \frac{220}{0.72 + \frac{0.195}{3}} = 280.25 \text{ А.}$$

$$I_{к.з.2} = \frac{220}{0.999 + \frac{0.195}{3}} = 206.77 \text{ А.}$$

Номинальный разрядный ток ограничителей перенапряжения составляет 10000 А. Таким образом выполняется условие (22).

Расчет токов короткого замыкания для фидера 2, выполняется

аналогично.

На рисунке 14 изображена схема самого удаленного участка фидера 2 от КТП РВ713.

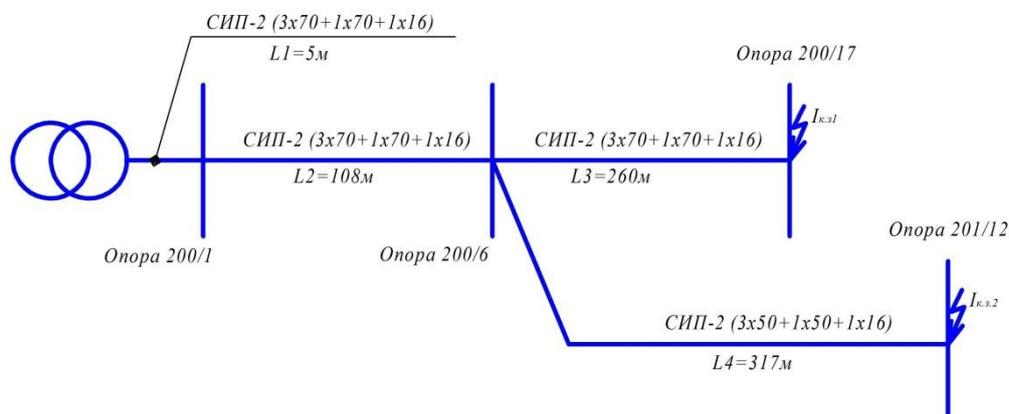


Рисунок 14 – Самый удаленный участок фидера 2

Самый удаленный участок фидера 2 от КТП РВ713 это отпаечная линия фидера 2 равный длине 430 м. Токи короткого замыкания рассчитаны для обоих участков.

$$Z_{n1} = 1.39 \cdot 0.005 + 0.108 + 0.260 \cdot 2 = 1.034 \text{ Ом}.$$

$$Z_{n2} = 1.39 \cdot 0.005 + 0.108 \cdot 2 + 1.92 \cdot 0.317 \cdot 2 = 1.53 \text{ Ом}.$$

$$I_{к.з.1} = \frac{220}{1.034 + \frac{0.195}{3}} = 200.18 \text{ А}.$$

$$I_{к.з.2} = \frac{220}{1.53 + \frac{0.195}{3}} = 137.93 \text{ А}.$$

Номинальный разрядный ток ограничителей перенапряжения составляет

10000 А. Таким образом выполняется условие (22).

### 2.3.5 Расчет потерь напряжения в линии ВЛ-10 кВ

Расчет потерь напряжения выполнен для воздушной линии 10 кВ от места, опора РВ700/8 отпайки до КТП РВ713.

Расчет выполнен на основании следующих исходных данных: напряжение  $U=10$  кВ, длина линии  $L=71$  м, пропускная мощность 70.2 кВт, провод ЗСИП-3  $70 \text{ мм}^2$ .

Методика расчета принята в соответствии со «Справочником по проектированию электрических сетей и электрооборудования» [6].

На рисунке 15 схема ВЛ-10 кВ от отпаечной опоры до КТП.

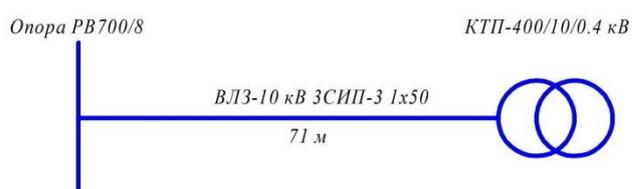


Рисунок 15 – ВЛ-10 кВ от отпаечной опоры до КТП

Потери напряжения в линии находятся по:

$$\Delta U_{л} = \frac{10^3 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot S \cdot U}, \quad (25)$$

$$\gamma = \frac{1}{\rho}, \quad (26)$$

где  $P$  – пропускная мощность, кВт;

$L$  – длина линии, км;

$S$  – сечение жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ ;

$U$  – средненоминальное напряжение сети, кВ;

$\gamma$  – активная удельная проводимость проводника, м/Ом мм<sup>2</sup>;

$\rho$  – активное удельное сопротивление проводника ( для алюминия 0.0295 Ом мм<sup>2</sup>/м).

$$\gamma = \frac{1}{0.0295} = 33.898 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2,$$

$$\Delta U_n = \frac{10^3 \cdot 70.2 \cdot 0.071}{33.898 \cdot 50 \cdot 10.5} = 0.28 \text{ В}.$$

Таким образом, потери составляют  $\Delta U=0.0028$  %.

### **2.3.6 Расчет потерь напряжения в линии ВЛ-0.4 кВ**

Расчет потерь напряжения выполнен для воздушных линии ВЛИ-0.4 кВ от проектируемой КТП-400/10/0.4 кВ до конечных опор потребителей электроэнергии.

Методика расчета такая же как и для ВЛ-10 кВ.

На рисунках 16, 17 изображена структурная схема фидера до подключаемых потребителей.

Расчеты потерь напряжения в линиях ВЛИ-0.4 кВ сведены в таблицы 14, 15.

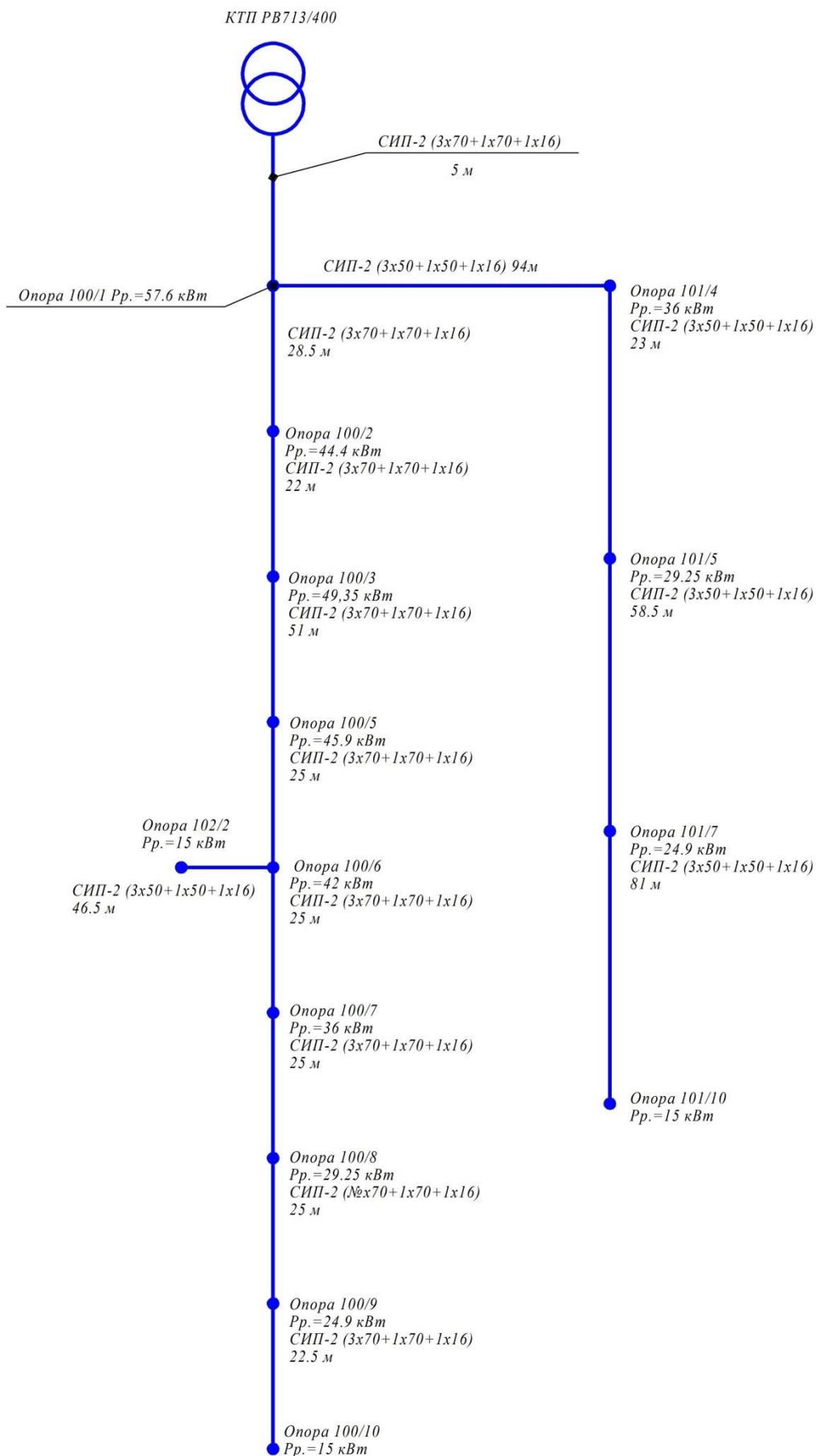


Рисунок 16 – Структурная схема фидера 1

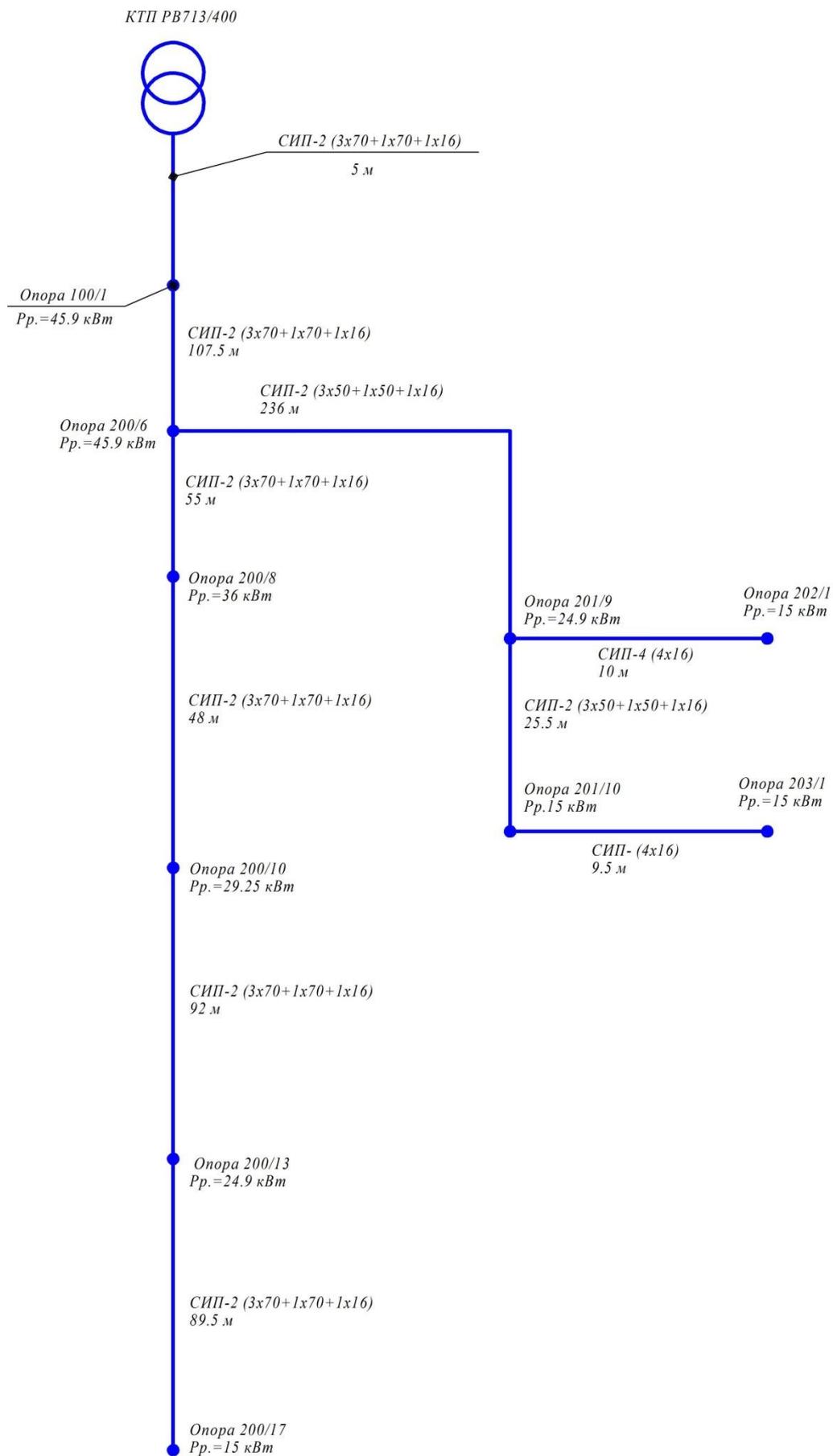


Рисунок 17 - Структурная схема фидера 2

Таблица 14 – Потери напряжения на отдельных участках фидера 1

Участок линии		Марка провода	Длина участка, м	Расчетная мощность участка, кВт	Потери напряжения, В	Потери напряжения, %
Начало	Конец					
Фидер 1						
КТП	Опора 100/1	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	5	57.6	0.3	0.08
Опора 100/1	Опора 100/2	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	28.5	44.4	1.33	0.35
Опора 100/2	Опора 100/3	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	22	49.35	1.14	0.3
Опора 100/3	Опора 100/5	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	51	45.9	2.47	0.65
Опора 100/5	Опора 100/6	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	25	42	1.11	0.29
Опора 100/6	Опора 102/2	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	46.5	15	1.03	0.27
Опора 100/6	Опора 100/7	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	25	36	0.95	0.25
Опора 100/7	Опора 100/8	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	25	29.25	0.77	0.2
Опора 100/8	Опора 100/9	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	25	24.9	0.66	0.17
Опора 100/9	Опора 100/10	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	22.5	15	0.36	0.09
Опора 101/1	Опора 101/4	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	94	36	4.99	1.31
Опора 101/4	Опора 101/5	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	23	29.25	0.99	0.26
Опора 101/5	Опора 101/7	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	58.5	24.9	2.15	0.57
Опора 101/7	Опора 101/10	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	81	15	1.79	0.47

Продолжение таблицы 14

Суммарные потери на участках						
КТП	Опора 101/1					2.65
Опора 100/1	Опора 101/10					2.61

Таблица 15 - Потери напряжения на отдельных участках фидера 2

Участок линии		Марка провода	Длина участка, м	Расчетная мощность участка, кВт	Потери напряжения, В	Потери напряжения, %
Начало	Конец					
Фидер 2						
КТП	Опора 100/1	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	5	45.9	0.24	0.06
Опора 100/1	Опора 200/6	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	107.5	45.9	5.2	1.37
Опора 200/6	Опора 200/8	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	55	36	2.09	0.55
Опора 200/8	Опора 200/10	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	48	29.25	1.48	0.39
Опора 200/10	Опора 200/13	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	92	24.9	2.41	0.64
Опора 200/13	Опора 200/17	СИП-2 (3x70+1x70+1x16)	89.5	15	1.41	0.37
Опора 200/6	Опора 201/9	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	236	24.9	8.67	2.28
Опора 201/9	Опора 202/1	СИП-2 (4x16)	10	15	0.69	0.18
Опора 201/9	Опора 201/10	СИП-2 (3x50+1x50+1x16)	25.5	15	0.56	0.15
Опора 200/10	Опора 203/1	СИП-2 (4x16)	9.5	15	0.66	0.17

### Продолжение таблицы 15

Суммарные потери на участках						
КТП	Опора 200/17					3.38
Опора 200/6	Опора 203/1					2.78

Потери напряжения на обоих фидерах не превышают 5 %, что соответствует норме.

### 2.3.7 Расчет заземляющего устройства

Заземляющее устройство «это совокупность заземлителя и заземляющих проводников» [4].

Заземлению подлежит корпус трансформатора, цоколи изоляторов, разрядники, металлический шкаф РУ НН, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции. К контуру заземления присоединен разъединитель с приводом, установленный на концевой опоре, а также арматуру этой опоры.

Все соединения заземляющего контура выполняются электросваркой.

Сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 4 Ом. Требуемое сопротивление должно быть обеспечено в любое время года. После монтажа заземляющего устройства следует замерить его сопротивление и, в случае необходимости, довести его до 4 Ом забивкой дополнительных электродов [4].

Расчет заземляющего устройства выполнен в соответствии с расчетами, приведенными в книге «Заземление и другие защитные меры» [11].

Исходные данные представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные для расчета заземления

Удельное сопротивление земли $\rho_{изм}$	60 Ом·м (суглинок)
Сопротивление заземляющего устройства $R_з$	4 Ом
Электрод	5 м

Удельное сопротивление земли:

$$\rho_{расч} = \kappa_c \cdot \kappa_з \cdot \rho_{изм}, \quad (27)$$

где  $\kappa_c$  – сезонный коэффициент, 1.25;

$\kappa_з$  – коэффициент учитывающий состояние земли при измерениях, 0.92.

$$\rho_{расч} = 1.25 \cdot 0.92 \cdot 60 = 69 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление одного стержня в заземлителе из ряда стержней вследствие их взаимного влияния.

$$r_g = \frac{69}{l \cdot \eta}, \quad (28)$$

где  $\eta$  – коэффициент использования, 0.8.

$$r_g = \frac{69}{5 \cdot 0.8} = 17.25 \text{ Ом}.$$

Число стержней для получения  $R_з=4$  Ом.

$$n = \frac{r_g}{R_з} = \frac{17.25}{4} = 4.31.$$

Сопротивление растекания полос контура заземления:

$$\rho_{расч} = 3 \cdot 0.8 \cdot 60 = 144 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление полос с учетом взаимного влияния:

$$r_{н.з.} = \frac{2 \cdot \rho_{расч}}{l \cdot \eta}, \quad (29)$$

где  $\eta$  – коэффициент использования, 0.62;

$l$  – периметр контура заземления, м.

$$r_{н.з.} = \frac{2 \cdot 144}{24.2 \cdot 0.62} = 19.19.$$

Общее сопротивление стержней:

$$r_{общ} = \frac{R_з \cdot r_{н.з.}}{r_{н.з.} - R_з} = \frac{4 \cdot 19.19}{19.19 - 4} = 5.053 \text{ Ом}.$$

Уточненное число стержней:

$$n = \frac{r_6}{r_{общ}} = \frac{17.25}{5.053} = 3.41.$$

Принято число стержней 6.

Схема контура заземления представлена на рисунке 18.

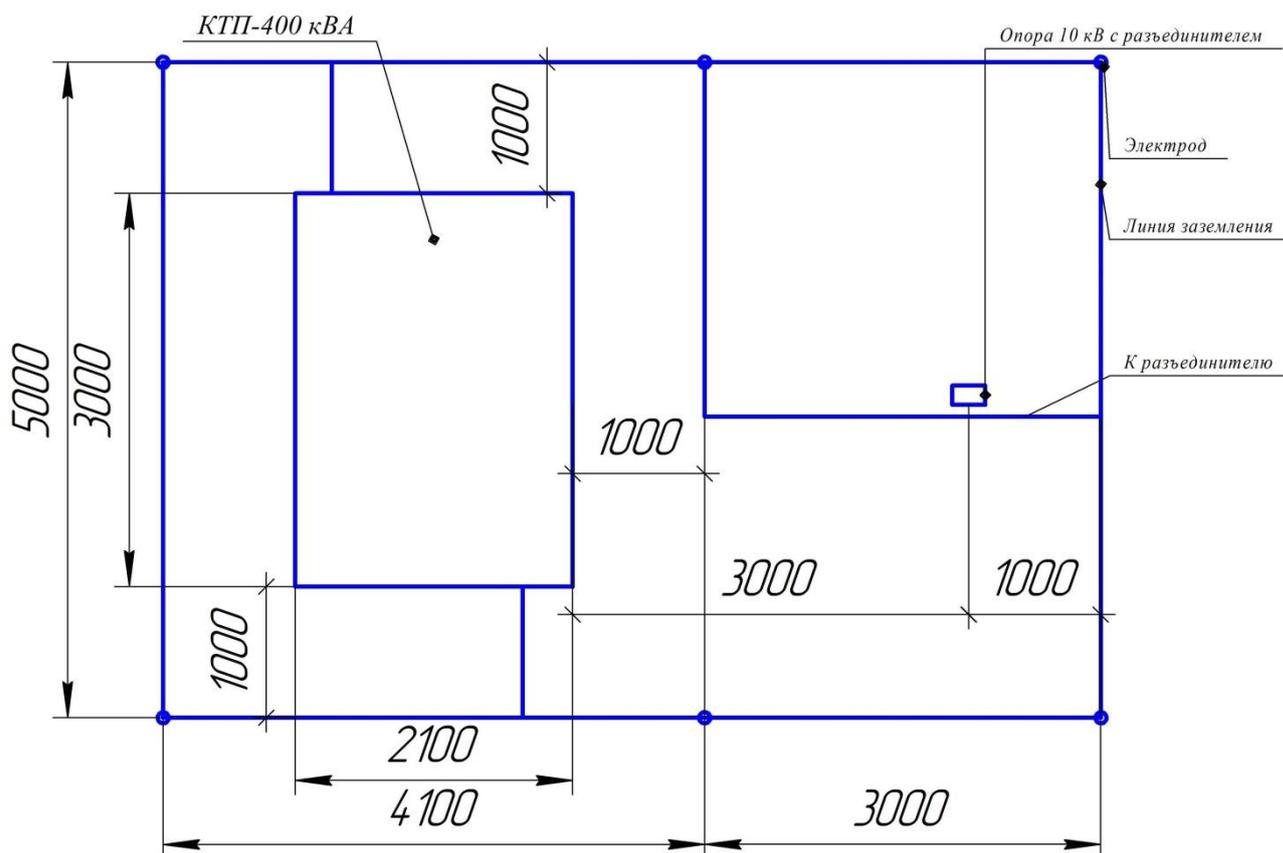


Рисунок 18 – Контур заземления КТП

Для заземления металлических элементов опор и конструкций, находящихся на опоре и самой опоры в железобетонных стойках предусмотрены нижний и верхний заземляющий проводники, изготовленные из стального стержня  $\varnothing=10$  мм.

Проводники, на заводе изготовителе, приварены к одному из рабочих стержней арматуры стойки при ее изготовлении.

По условиям заказчика, к нижнему заземляющему проводнику, могут быть приварены дополнительные заземлители.

Заземление стальных элементов опор осуществляется их присоединением к верхнему заземляющему проводнику сваркой или зажимом ПС-2.

Болтовые контактные соединения заземляющих элементов необходимо зачистить и покрыть слоем чистого технического вазелина.

## 2.3.8 Комплектная трансформаторная подстанция КТП 10/0.4

Комплектной трансформаторной подстанцией «КТП называется подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков (КРУ или КРУН), поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде» [4]. Принята КТП киоскового типа. Электрическая схема КТП на рисунке 19, спецификация оборудования КТП сведена в таблицу 17.

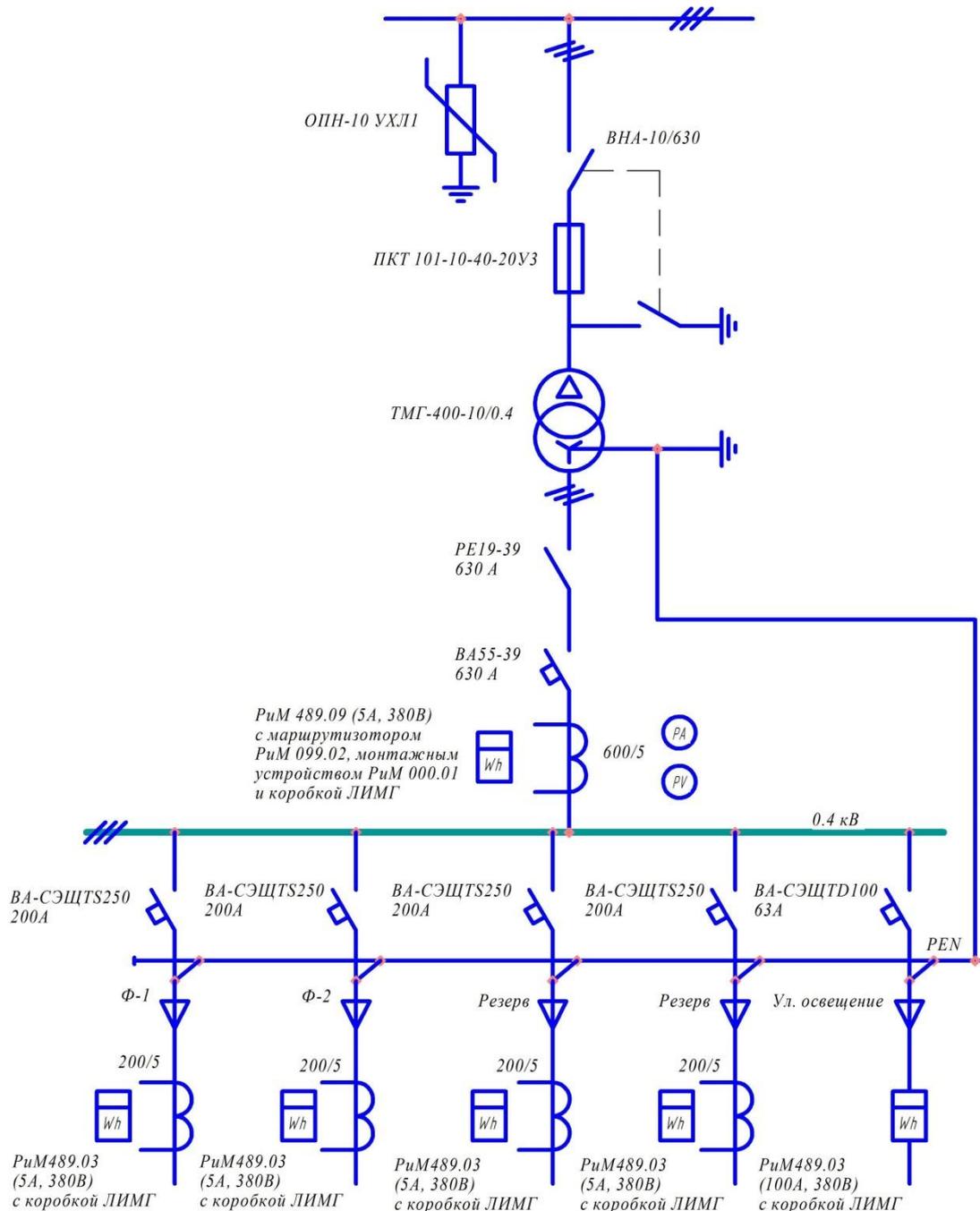


Рисунок 19 – Однолинейная электрическая схема КТП

Таблица 17 – Спецификация оборудования КТП

Опросный параметр		Типовое исполнение подстанции
Тип, мощность силового трансформатора, кВА		ТМГ 400
Класс напряжения ВН, кВ		10
Схема и группа соединения обмоток силового трансформатора		Д/Y <sub>0</sub> -11
Защита от перенапряжения ВН		ОПН
Защита от перенапряжения НН		ОПН
Рубильник	РЕ 19-39	630 А
Ввод 0.4 кВ	ВА 55-39	630 А
Выключатель нагрузки		ВНА-10/630
Предохранитель ВН		ПКТ101-10-40-20У3
Зажим токосъемный на вводах НН типа "флажок", шт		5
Наличие электронного счетчика трансформаторного включения		На вводе 0.4 кВ РиМ 489.03 (5А, 380В)
		На отходящих фидерах 0.4 кВ РиМ 489.03 (5А, 380В)
Наличие электронного счетчика прямого включения		На фидере уличного освещения 0.4 кВ РиМ 489.06 (10-100А, 380В)
Трансформатор тока	На вводе 0.4 кВ	600/5
	На отходящих фидерах 0.4 кВ	200/5
Ввод отходящих линий 0.4 кВ		СИП-2 (3x70+1x70+1x16)

## 2.4 Выводы по второй главе

Во второй главе проанализирована существующая система электроснабжения жилого участка. Рассмотрено из какого материала выполнены опоры ВЛ и какой провод применяется. Рассмотрена, какого типа установлена КТП и характеристики силового трансформатора ТМ-160кВА.

Затем произведен расчет существующей системы электроснабжения и проектируемой. После чего составлен план расчетов по реконструкции. Произведен расчет параметров и потерь проектируемой системы электроснабжения. Произведен расчет токов короткого замыкания, затем выполнена проверка выбора ограничителей перенапряжения. Затем выполнен расчет потерь напряжения в ВЛ-10 кВ и ВЛ-0,4 кВ с составлением таблицы потерь на участках ВЛ. Также произведен расчет заземляющего устройства КТП с составлением плана размещения заземлителей. В конечном счете КТП выбрана киоскового типа.

### 3 Экономический расчет проекта

Капитальный ремонт объекта не проводился, вследствие чего износ линии, и оборудования ТП является недопустимым. Деревянные опоры имеют трещины и загнивание, провис провода не соответствует норме. Корпус ТП вместе с трансформатором наклонены из-за проседания основания ТП. Так как планируется застройка участка жилыми домами, необходимо выполнить реконструкцию электроснабжения.

Для проведения расчетов необходимо знать стоимость материалов, работ и расходы на транспорт. Стоимость материалов указана в таблице 18.

Таблица 18 – Стоимость материалов

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Цена, тыс.руб	Всего, тыс.руб
1	Стойка ж/б СВ-110	шт	2	10500	21
2	Стойка ж/б СВ-95	шт	66	6445	425.37
3	Провод СИП-4 (4x16 мм <sup>2</sup> )	м	680	0.080	54.4
4	Узел крепления укоса	шт	19	0.913	17.347
5	Провод СИП-2 (3x50+1x50+1x16 мм <sup>2</sup> )	м	615	0.23	141.45
6	Провод СИП-2 (3x70+1x70+1x16 мм <sup>2</sup> )	м	830	0.285	236.55
7	Провод СИП-3 (1x50 мм <sup>2</sup> )	м	30	0.061	1.83
8	Анкерный зажим РА 25	шт	40	0.084	3.36
9	Анкерный зажим. РА 1500	шт	27	0.51	13.77
10	Монтажная лента F19.07	м	150	0.09	13.5
11	скрепа А20	шт	128	0.01	1.28
12	Анкерный кронштейн СА 1500/2000	шт	28	0.21	6.16
13	Зажим поддерживающий PS16/120	шт	35	0.45	15.75
14	Зажим прокалывающий SLIP22.12	шт	55	0.35	19.25

Продолжение таблицы 18

15	Крюк бандажный SOT29.10	шт	35	0.36	12.6
16	КТП+ТМГ	шт	1	750	750
17	Проволока катанка	кг	440	0.004	1.76
18	Разъединитель РЛНД	шт	1	8.5	8.5
19	Итого				1743.88

После составления сметы на материал, необходимо рассчитать затраты на эксплуатацию техники и трудозатраты монтеров. В затраты включены стоимость доставки и разгрузки материала, установки арматуры на опоре и оплата труда. Затраты на работу техники и оплату монтерам приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Затраты на монтажные работы

№	Наименование работ	Ед.изм.	Кол-во	Затраты, тыс.руб	Всего, тыс.руб
1	Развозка стоек ВЛ-0,4-10кВ по трассе	шт	68	0.685	46.58
2	Установка ж/б опор ВЛ-0,4-10кВ одностоечных с одним покосом	опора	12	1.202	14.424
3	Установка ж/б опор ВЛ-0,4кВ одностоечных без подкоса	опора	35	0.789	27.615
4	Установка ж/б опор ВЛ-0,4кВ одностоечных с двумя подкосами	опора	3	1.553	4.659
5	Подвеска провода ВЛИ-0,4кВ	м	1445	1.556	2.248
6	Подвеска провода ВЛЗ-10кВ	м	30	1.404	0.042
7	Спуск провода до КТП	спуск	2	0.168	0.336
8	Ввод в дом	ввод	34	0.111	3.775
9	Установка КТП+трансформатор	шт	1	2.778	2.778
10	Установка разрядников на ВЛИ-0,4кВ	шт	40	0.091.	3.64

Продолжение таблицы 19

11	Устройство повторного заземления опоры	опора	50	0.32	16
12	Установка адаптеров под ПЗ	шт	40	0.091	3.64
13	Установка разъединителя РЛНД	шт	1	0.631	0.631
14	Итого				126.37

Таким образом капиталовложения  $K_{вл}$  составляют 1870.25 тыс.руб.

### 3.1 Расчет срока окупаемости

Срок окупаемости это «период времени за который доход покрывает затраты на капиталовложения» [22], по выражению 30.

$$T_{ок} = \frac{K_{вл}}{P_{чист}}, \quad (30)$$

где  $T_{ок}$  – срок окупаемости, лет;

$K_{вл}$  – капиталовложения, руб;

$P_{чист}$  – чистая прибыль, руб.

Потребление электроэнергии за год:

$$W_z = \Sigma P \cdot T_{max}, \quad (31)$$

где  $\Sigma P$  - суммарная мощность на фидерах, кВт;

$T_{max} = 5300$ ч, количество часов максимума нагрузок, ч.

$$W_z = 103.5 \cdot 5300 = 548550 \text{ кВтч/год.}$$

Потери электроэнергии в год определяется из потерь в ВЛ и потерь в трансформаторе:

$$\Delta W_{z.nom} = \Sigma P_{nom.BL} \cdot \tau_{nom} + \Delta P_{кз} \cdot \tau_{nom} + \Delta P_{xx} \cdot t, \quad (32)$$

где  $t$  – часов в году, ч;

$\Sigma P_{nom.BL}$  - максимальные потери в линии, из таблиц 14, 15.

$$\tau_{nom} = 0.124 + T_{max} \cdot 10^{-4} \cdot t, \quad (33)$$

$$\tau_{nom} = 0.124 + 5300 \cdot 10^{-4} \cdot 8760 = 3747 \text{ ч.}$$

Подставив полученные значения в выражение (32), получается:

$$\Delta W_{z.nom} = 3.38 \cdot 3747 + 5.5 \cdot 3747 + 0.8 \cdot 8760 = 40282 \text{ кВтч/год.}$$

Одноставочный тариф на электроэнергию на 2018 год составляет 2.69 руб.

Чистая прибыль находится по выражению из [23]:

$$\Pi_{чист} = 0.7 \cdot n_t \cdot \Delta W_{z.nom} - J_{\Sigma}, \quad (34)$$

Суммарные издержки [23]:

$$I_{\Sigma} = I_{амт} + I_{рем} + I_{обсл} + C_{nom}, \quad (35)$$

где  $I_{амт}$  – издержки на амортизацию, выражение 36;

$I_{рем}$  – издержки на ремонт, выражение 37;

$I_{обс}$  – издержки на обслуживание, выражение 38;

$C_{nom}$  – стоимость потерь электроэнергии, выражение 39.

$$I_{амт} = 0.035 \cdot K_{ВЛ}, \quad (36)$$

$$I_{ам} = 0.035 \cdot 1870.25 = 65.46 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{рем} = 0.01 \cdot K_{ВЛ}, \quad (37)$$

$$I_{рем} = 0.01 \cdot 1870.25 = 18.7 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{обс} = 0.005 \cdot K_{ВЛ}, \quad (38)$$

$$I_{обс} = 0.005 \cdot 1870.25 = 9.35 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{nom} = \Delta W_{z.nom} \cdot \tau, \quad (39)$$

$$C_{nom} = 40282 \cdot 2.69 \cdot 10^{-3} = 108.36 \text{ тыс.руб.}$$

Полученные значения подставляем в (35):

$$I_{\Sigma} = 65.46 + 18.7 + 9.35 + 108.36 = 201.87 \text{ тыс.руб.}$$

После того как все необходимые неизвестные найдены, подставляем в выражение (34):

$$П_{чист} = 0.7 \cdot 2.69 \cdot 10^{-3} \cdot 549550 - 201.87 = 891.61 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, срок окупаемости составляет:

$$T_{ок} = \frac{1870.25}{891.61} = 2.1 \text{ года}$$

Т.е. срок окупаемости около 2 лет.

### 3.2 Выводы по третьей главе

Все затраты в год и срок окупаемости сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Сводная таблица

Наименование	Стоимость и срок
Стоимость материалов, тыс.руб	1743.88
Затраты на монтажные работы, тыс.руб	126.37
Издержки на амортизацию, тыс.руб	65.46
Издержки на ремонт, тыс.руб	18.7
Издержки на обслуживание, тыс.руб	9.35
Стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб	108.36
Суммарные издержки, тыс.руб	201.87
Чистая прибыль, тыс.руб	891.61
Срок окупаемости, г	~2

## Заключение

В работе выполнен проект по реконструкции системы электроснабжения жилого участка под будущее строительство домов, и с последующим увеличением территории.

Имеющаяся система электроснабжения включает в себя изношенную КТП, слабый трансформатор для новых построек. Старые деревянные, некоторые покосившиеся и загнившие у основания опоры. Провод малого сечения  $25 \text{ мм}^2$  такой провод на магистрали в нынешнее время подойдет только для провода освещения. К сожалению линий имеющих такое сечение довольно много и их необходимо реконструировать, так как в зимнее время года с повышением нагрузки из-за отопления, у людей возникает проблема с просажением напряжением. Исходя из всего этого, в реконструкцию заложен провод СИП имеющий сечение  $50$  и  $70 \text{ мм}^2$ , что будет достаточно и потребители не будут сталкиваться с просажением напряжением. В работе приведены основные преимущества, и недостатки провода СИП для ВЛ-0,4 кВ. К ним относятся: полное отсутствие траверс и изоляторов, высокая механическая прочность, отсутствие схлестывания проводов, возможность работ на ВЛ-0,4кВ без снятия напряжения, простота исполнения многоцепных ЛЭП, прокладка СИП по фасадам зданий и сооружений. Недостатками же являются менее эффективное охлаждение; меньшие значения допустимых токовых нагрузок при одинаковом сечении, к примеру, провод А-50мм<sup>2</sup> допустимый ток не более 215 А, тогда как провод СИП будет иметь ток не более 195 А; более высокая стоимость. При монтаже правильно выбранная линейная арматура и зажимы обеспечит: удобство монтажа; сокращение сроков монтажных работ; повышение качества монтажных работ; значительное уменьшение вероятности возникновения дефектов при монтажных работах.

Технология СИП в реконструкциях или в строительстве новых линиях, неотъемлемая часть. Ее необходимо использовать по максимуму. Особенно это важно при прохождении линии в жилых районах или в местах, где много

высокорастущего кустарника или деревьев, так как работы по вырубке в таких местах каждый год выполняются, не могут исходя из графика эксплуатации линии. Несмотря на то что цена линии с СИП проводом выше традиционной линии с голым проводом, СИП превосходит голый провод. Не мало важным является и эстетичный вид ВЛ с СИП проводом. К тому же ВЛ с СИП проводом говорит о том, что электроснабжающая организация заинтересована в повышении надежности электроснабжения потребителей и снижением аварийных ситуаций.

Опоры предусмотрены железобетонные СВ. Сверху и снизу опора имеет заземляемую арматуру, проходящую через тело опоры

Силовой трансформатор мощностью 160 кВА будет недостаточно для запитывания участка, вследствие чего в реконструкцию заложен силовой трансформатор ТМГ-400 кВА.

Комплектная трансформаторная подстанция в реконструкцию заложена киоскового типа. Такая КТП удобна как для установки так и для дальнейшего ее обслуживания. Для фундамента КТП используются блоки ФБС. Применение КТП киоскового типа наиболее оптимальное решение. В такой КТП распределительное устройство низкого и высокого напряжения, находятся в пределах человеческого роста, что влияет на удобство, быстроту, безопасность проведения работ. Также такие КТП безопасны для людей особенно для детей, так как все оборудование находится внутри, и попасть туда без взлома практически невозможно. К тому же КТП киоскового типа имеют более эстетичный вид, что хорошо впишется в любом месте ее установки. В распределительных устройствах современных КТП предусмотрены все необходимые посадочные места и отверстия под коммутационную аппаратуру и изоляторы.

Для учета потребления электроэнергии предусмотрена установка пунктов учета электрической энергии на вводе 0,4 кВ и отходящих ВЛ-0,4 кВ КТП, включая фидер уличного освещения. Для дистанционного сбора данных приборов учета КТП предусмотрен маршрутизатор каналов связи. Для

дистанционной передачи данных с приборов учета потребителей на компьютер устанавливается программное обеспечение и через интерфейс RS485 посредством GSM каналов связи происходит сбор данных.

По экономической части рассчитана стоимость капиталовложения в реконструкцию, которая составляет 1870,25 тыс.руб. Затем найдены все неизвестные необходимые для того чтобы рассчитать срок окупаемости. Подставив нужные значения, получилось, что срок окупаемости составляет приблизительно 2 года.

## Список используемых источников

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20.527-98 под ред. Б.Н. Неклепаева. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
2. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования : учеб. пособие для вузов под ред. И.П. Крючкова [и др.]. М. : Академия, 2005.
3. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для вузов. М. : Интермет Инжиниринг, 2005.
4. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. с изм. и доп. М. : Госэнергонадзор, 2014.
5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. М.: ООО «Тексус-Инфо», 2016. 140 с.
6. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. под ред. Ю.Г. Барыбина и др. М: Энергоатомиздат, 2010. 464 с.: ил.
7. Алиев И.И. Электротехнический справочник : 4-е изд., испр. М. : ИП РадиоСофт, 2006. 384 с.: ил.
8. Справочник по проектированию электрических сетей : под ред. Д.Л. Файбисовича. М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
9. Рекус Г.Г. Электрооборудование производств : учеб. пособие М. : Высшая школа, 2005.
10. Степкина Ю.В. Электропитающие системы и электрические сети : метод. указания к выполнению лаб. работ. Тольятти. : ТГУ, 2006.
11. Найфельд М.Р. Заземление и другие защитные меры : изд. 3-е, перераб. и доп. М., изд-во Энергия, 2010.
12. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ IV. М. : Папирус Про, 2005. 640 с.
13. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ V /. М. : Папирус Про, 2005. 624 с.

14. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ VI. М. : ИД «ЭНЕРГИЯ», 2006. 624 с.
15. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0.4-35 кВ и 110-1150 кВ. ТОМ VII. М. : ИД «ЭНЕРГИЯ», 2007. 639 с.
16. Макаров Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей : Учебник для нач. проф. образования. М. : Академия, 2003. 448 с.
17. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2007-07-12. М. : Филиал ОАО «НТЦ электроэнергетики» ВНИИЭ, МЭИ, 2007. 44 с.
18. Камкабель. Кабель АС [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Камский Кабель».  
URL:[http://www.kamkabel.ru/production/catalog/Provoda/neizolirovannye/neizolirovannye\\_647.html](http://www.kamkabel.ru/production/catalog/Provoda/neizolirovannye/neizolirovannye_647.html) (дата обращения: 10.02.2016).
19. Тольяттинский трансформатор. Трансформатор ТМ [Электронный ресурс] : сайт продукции компании «Тольяттинский Трансформатор». URL:  
[http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/tmg\\_6\\_10kv.php?GALLERY\\_ID=9](http://transformator.com.ru/ttproduction/transform/tmg_6_10kv.php?GALLERY_ID=9) (дата обращения 21.01.2016).
20. МРСК Волги [Электронный ресурс] : сайт компании «МРСК Волги». URL: <http://www.mrsk-volgi.ru/> (дата обращения 03.02.2016).
21. Электрощит. Электрооборудование [Электронный ресурс] : сайт группы компаний «Электрощит». URL: <http://www.electroshield.ru/> (дата обращения 13.02.2016).
22. Руткаускас Т.К., Экономика предприятия : учебник. Екатеринбург: изд-во Рос.гос.проф.-пед. ун-та, 2014. 290 с.
23. Самойлович В.Г., Экономика предприятия : учебник для студ. высш. учеб. заведений. : под ред. В.Г. Самойловича. 2-е изд., стер. М.: Издательский центр Академия, 2012. 224 с.

24. Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли Электроэнергетика РД 153-34.0-20.409-99 : утв. РАО энергетики и электрификации «ЕЭС России» 1999.
25. Правила приемки в эксплуатацию воздушных линий электропередачи напряжением 0,4 кВ с самонесущими изолированными проводами РД 153-34.0-20.408-97 : утв. РАО энергетики и электрификации «ЕЭС России» 1997.
26. Agrawal K. Industrial Power Engineering and Applications Handbook [Электронный ресурс]. New nes publ. Boston, 2001. 998 p. URL: <http://bib.convdocs.org/v34818/?download=1#11>.(дата обращения 10.10.2016).
27. Grigsby L. Power Systems [Электронный ресурс]. CRCPress publ. New York, 2006. 453 p. URL: <http://bib.convdocs.org/v31220/?download=1>. (дата обращения 11.10.2016).
28. Short T. Electric Power Distribution [Электронный ресурс]. CRCPress publ. New York, 2004. 784p. URL: <https://goodboygunawan.files.wordpress.com/2010/03/electric-power-distribution-handbook.pdf> (дата обращения 15.10.2016).
29. Allen L. National Electrical Safety Code Handbook [Электронный ресурс]. IEEE Press publ. New York, 2006. 679 p. URL: <http://www.twirpx.com/file/1555965/> (дата обращения 18.10.2016).
30. Zhenya L. Ultra-High Voltage AC/DC Grids [Электронный ресурс]. Elsevier publ. Amsterdam, 2015. 735 p. URL: <http://www.twirpx.com/file/1631284/> (дата обращения 20.10.2016).
31. Sen S. International Journal of Computational Engineering Research [Электронный ресурс]. IJCER. 2013. 280 p. URL: [http://www.ijceronline.com/papers/Vol3\\_issue7/Part-3/C0373016028.pdf](http://www.ijceronline.com/papers/Vol3_issue7/Part-3/C0373016028.pdf) (дата обращения 1.11.2016).
32. Meier A. Electric power systems [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New Jersey. 2006. 328 p. URL: <http://personal.psu.edu/sab51/vls/vonmeier.pdf> (дата обращения 5.11.2016).

33. Douglas R. Basic Electricity [Электронный ресурс]. Chino Valley, Technical Learning College publ. New Jersey. 2016. 297p.

URL: <http://www.abctlc.com/downloads/courses/BasicElectricity.pdf> (дата обращения 10.05.2017).

34. Hunt S. Making Competition Work in electricity [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New York, 2002. 450 p. URL:

[http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Hunt\\_Making\\_Competition\\_Work.pdf](http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Hunt_Making_Competition_Work.pdf)(дата обращения 20.05.2017).

35. Digambar M. Electric power generation. The Changing Dimensions [Электронный ресурс]. John Wiley & Sons publ. New Jersey, 2011. 367 p. URL:

<http://www.twirpx.com/file/744240/> (дата обращения 25.05.2017).