

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ 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 Разработка решений по реконструкции воздушных линий 0,4 кВ от
ТП АМ 3614/100 с. Васильевка

Студент	<u>В.А. Рыбцов</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)
Научный руководитель	<u>В.В. Вахнина</u> (И.О. Фамилия)	_____	(личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« _____ » _____ 2019 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор, В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« _____ » _____ 2019 г.

Тольятти 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Оценка электроснабжения с. Васильевка.....	7
1.1 Исследуемые воздушные линии электропередач.....	7
1.2 Основные цели при реконструкции электроснабжения.....	12
1.3 Несимметрия фазных напряжений как основной недостаток качества электроэнергии.....	13
1.4 Применение симметрирующих трансформаторов в сетях 0,4 кВ.....	19
1.5 Выводы по разделу 1.....	24
2 Комплексное решение реконструкции электроснабжения СНТ.....	25
2.1 Основные мероприятия по реконструкции линии.....	25
2.1.1 Выбор схемы электроснабжения.....	25
2.1.2 Обоснования применения провода СИП и линейной арматуры для реконструкции воздушной линии- 0,4кВ.....	28
2.2 Расчетные данные реконструкции линии	32
2.2.1 Расчеты уличного освещения.....	32
2.2.2 Расчёты электрических нагрузок.....	38
2.2.3 Выбор и расчет провода СИП.....	43
2.2.4 Расчеты токов короткого замыкания.....	49
2.3 Комплексный расчет трансформаторных подстанций.....	62
2.3.1 Выбор устройств защиты в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций.....	66
2.3.2 Расчет и выбор защитной аппаратуры в РУ- 6 кВ.....	69

2.4	Расчет заземляющих устройств на КТП	72
2.5	Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета в СНТ	76
2.6	Технические мероприятия по реконструкции опор и линейной арматуры на ВЛ-0,4 кВ	81
2.7	Выводы по разделу 2	84
3	Мероприятия по обеспечению требований энергетической эффективности	85
3.1	Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации линии электропередач	86
3.2	Экономические затраты необходимые для реконструкции дачного массива	88
3.3	Выводы по разделу 3	90
	Заключение	91
	Список используемых источников	92

ВВЕДЕНИЕ

Тема магистерской диссертации – «Разработка решений по реконструкции воздушных линий 0,4 кВ от ТП АМ 3614/100 с. Васильевка».

Сеть электроснабжения любого объекта - это система, питающая электричеством объект. Системы электроснабжения населения, в частности, жилых поселков создаются для обеспечения электроэнергией бытовых электроприемников, среди которых электронагревательные устройства, бытовая техника, освещение и другие электрические устройства.

В качестве объекта исследования выбрана система электроснабжения потребителей садоводческого некоммерческого товарищества (СНТ) с. Васильевка от ТП АМ 3614/100. В качестве предмета исследования рассматриваются способы реконструкции электрических сетей для рассматриваемого СНТ.

В связи с тем, что нагрузка на сеть постоянно растет за счет подключения новых потребителей и новых устройств, пропускная способность электрических сетей становится недостаточной, в результате чего и появляется необходимость в ее реконструкции.

В рамках процессов реконструкции существующих сетей широкое применение получили мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельских потребителей, которая еще далеко недостаточна. Обеспечение требуемой надежности качества и экономичности – это ключевые задачи электроснабжения.

Актуальность темы данного исследования заключается в постоянном повышении требований к эффективности и надежности функционирования систем электроснабжения, которые напрямую зависят от технического состояния распределительных сетей, требований бесперебойного питания потребителей в нормальном, ремонтном и аварийном режимах, а также, качества электроэнергии. Снижение потери электроэнергии садового

товарищества в общем, которые непосредственно связанные с расходами всего дачного массива.

Цель ВКР - улучшение функционирования и повышения надежности передаваемой электроэнергии потребителю на участке сети 0,4 кВ от ТП АМ 3614/100 садоводческого некоммерческого товарищества с. Васильевка. Для этого необходимо определить возможности модернизации электрических сетей. Из полученных расчетных данных обосновать перспективу модернизации линии электроснабжения, в результате чего должна стать плановая реконструкция исследуемого участка сети.

Основные задачи при реконструкции воздушных линий 0,4 кВ от ТП АМ 3614/100 с. Васильевка:

1. Анализ сетей электроснабжения напряжением 0,4 кВ исследуемого участка (анализ линии электропередач 0,4 кВ; анализ РУ 10-0,4 кВ; выбор опор ЛЭП 0,4 кВ; выбор приборов учета).

2. Проектирование электрических сетей на территории СНТ (расчет распределения нагрузок на каждом фидере исследуемых электрических сетях; проектирование схемы электроснабжения СНТ с учетом равномерного распределения нагрузок на каждом фидере; расчет токов короткого замыкания для выбора сечения провода и защиты РУ 0,4кВ; проектирование расположения и установки опор ЛЭП; проектирование оптимальной установки ящика прибора учета).

3. Анализ технико-экономических показателей по проектным данным (технический анализ спроектированной линии электропередач; экономическое обоснование исследуемого проекта.

Реконструкция действующих электрических сетей подразумевает изменение параметров электросетей, при сохранении частично или полностью строительной части объектов, что дает ряд преимуществ по отношению к действующей линии электропередач это:

- повышения пропускной способности сетей;

- надежности электроснабжения и качества передаваемой электроэнергии, снижение электрических нагрузок;
- уменьшение экономических затрат на обслуживание исследуемой линии электропередач;

Для достижения данных задач необходимо выполнить:

- бесперебойное обеспечение энергоснабжения всего СНТ с соблюдением установленных ГОСТ 32144-2013 качества [3];
- оптимальное использование и экономический расход в процессе эксплуатации энергоустановок;
- рациональная эксплуатация энергетического оборудования; своевременное обслуживание и ремонт.

Достижение указанной цели в рамках ВКР предполагает проведение анализа текущей (существующей) схемы электроснабжения, проведение расчетов новой электрической нагрузки, а также выбор конструктивного исполнения линий и трансформаторных подстанций, с учетом требуемых средств защиты. Процесс реконструкции электрических систем предполагает полное соответствие требованиям надежности и экономичности, наряду с соответствием современному технологическому уровню.

1 Оценка электроснабжения с. Васильевка

1.1 Исследуемые воздушные линии электропередач

Исследуемый участок электрической сети расположен на территории Садоводческого Некоммерческого Товарищества (СНТ), находящиеся в селе Васильевка Ставропольского района (рисунок 1.1).

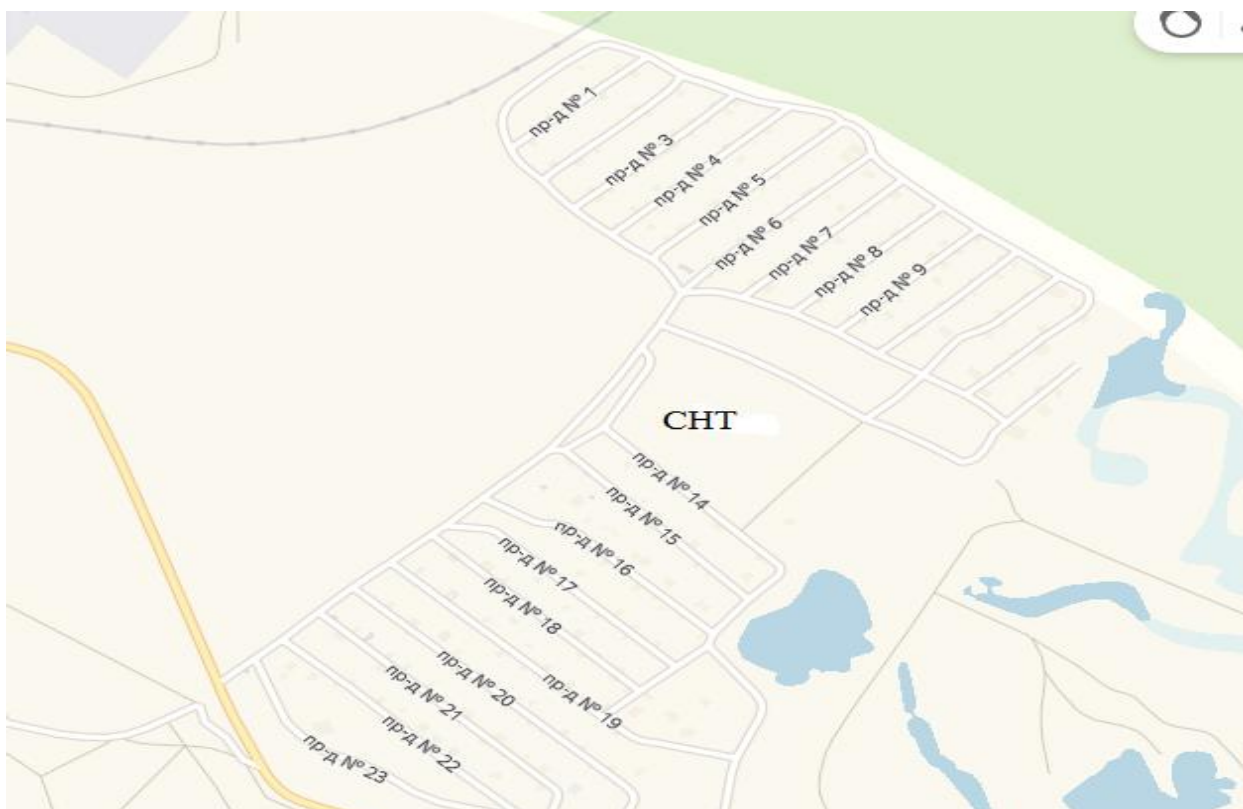


Рисунок 1.1 – Расположение СНТ

Данный участок сети относится к потребителям III категории, т.е. потребители третьей категории получают питание от одного источника питания. Перерыв в электроснабжении потребителей данной категории, как правило, не более суток - на время выполнения аварийно-восстановительных работ. Группа электроприемников используемая на участке электроснабжения являются: коммунальные, административные, бытовые.

Расчет планируемой нагрузки по фидерам является неотъемлемой частью при проектировании линии, также необходимо знать предполагаемые нагрузки для каждого участка пользуясь таблицей 1.1[18].

Таблица 1.1 – Удельные расчетные электрические нагрузки в зависимости от количества потребителей

Потребитель электроэнергии (кол-во домов)	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400
Дома на участках с садоводческого товарищества	3,0	1,5	1,1	0,9	0,75	0,7	0,6	0,5	0,45	0,4	0,38	0,35

Количество подключенных участков более 600 и с каждым годом это количество растёт. С увеличением разнообразия электрических приборов и их доступности в приобретении возрастает потребления электроэнергии. Вследствие данных наблюдений на исследуемом участке повышается спрос увеличении мощности на каждом участке.

В настоящий момент, данный участок электрически сети был спроектирован по старым технологиям и на тот момент удовлетворял нормативным требованиям. В связи с ростом потребляемой мощности данный участок сети перестал удовлетворять требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [3]. Таким образом рассматриваемая в данном проекте территория электроснабжения работает в состоянии ближе к аварийному и возникает большая вероятность многочисленных аварийных ситуаций. В результате предполагаемых ситуация, снабжающая энергетическая компания будет вынуждена чаще отключать отпайку ВЛ-6 кВ питающие СНТ. Следует, что на данном участке электрификацию необходимо выполнить замену воздушной линии электропередач и модернизировать комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Электрификация СНТ осуществляется от воздушной линии ВЛ-6 кВ, ф-36, ПС ГПП-10 «Аммиак», отпайкой от опоры 3614/64. Далее от отпайки ВЛ-10 кВ (согласно акту балансовой принадлежности, приведенному в таблице 1.2), электросетевые хозяйство, принадлежащее СНТ, проходит по территории СНТ ВЛ-10 кВ трех трансформаторных подстанций. Параметры электрооборудования рассчитаны при условии потребления электроэнергии 2 кВт на электрифицированный участок в период весна-лето-осень без учета отопления. Выделенная мощность электроснабжающие организацией 360 кВт, присоединённая мощность 750 кВА.

Таблиц 1.2 – Таблица балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон

Подстанция, диспетчерское наименование присоединения	Граница балансовой (имущественной) принадлежности	Границы эксплуатационной ответственности
ПС 110/35/6 кВ ГПП-10 «Аммиак», ВЛ-10 кВ, ф-36, опора С3614/64	Устанавливается на контактах в месте присоединения ВЛ-10 кВ на опоре Ам3600/1. ПС 110/35/10 кВ ГПП-10 «Аммиак», ВЛ-10кВ, ф-36, опора Ам3610/64 принадлежит электроснабжающей организацией. Отпайка ВЛ-10кВ Ам3600/1-16, ЛР-10 кВ 1Ам36, ВР-10кВ с ТП Ам19/250кВА, Ам20/250кВА, Ам21/400кВА от опоры Ам3614/64 принадлежит СНТ.	Устанавливаются на контактах в месте присоединения ВЛ-10кВ к ВЛ-10 кВ на опоре Ам3610/64. Надзор за состоянием контактов и обслуживание контактных соединений ведет персонал электроснабжающей организацией. Ответственность за состоянием отпайки ВЛ-10кВ С1210/1-16, ЛР-10кВ 1Ам12, ВР-10кВ с ТП Ам19/250кВА, Ам20/250кВА, Ам21/250кВА от опоры Ам3614/64 несет СНТ .

Электрификация СНТ осуществляется отпайкой ВЛ-6 кВ ф-36 ПС ГПП-10 «Аммиак», находящейся в управлении ПАО «МРСК Волги». Отпайкой ВЛ-6 кВ уходит в сторону дачного массива и подпитывает три трансформаторные подстанции КТП-Ам19, КТП-Ам20, КТП-Ам21.

В КТП-Ам19 и КТП-Ам20 СНТ установлены силовые трансформаторы мощностью 250 кВА, в КТП-Ам21 установлен трансформатор мощностью 400 кВА, которые преобразуют напряжение из 6 кВ в 0,4 кВ. От трансформаторной подстанции идут воздушные линии, предназначенные для электроснабжения как СНТ.

Электроснабжение дачного массива относится к III группе по электроснабжения, что согласно ПУЭ 7 п.1.2.21 «Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток» [1] и не влечёт за собой опасность жизни людей и нарушения каких-либо функций производства.

Данный участок сети планируется разделить на 3 части питающих линий электропередач, как показано на рисунке 1.2.

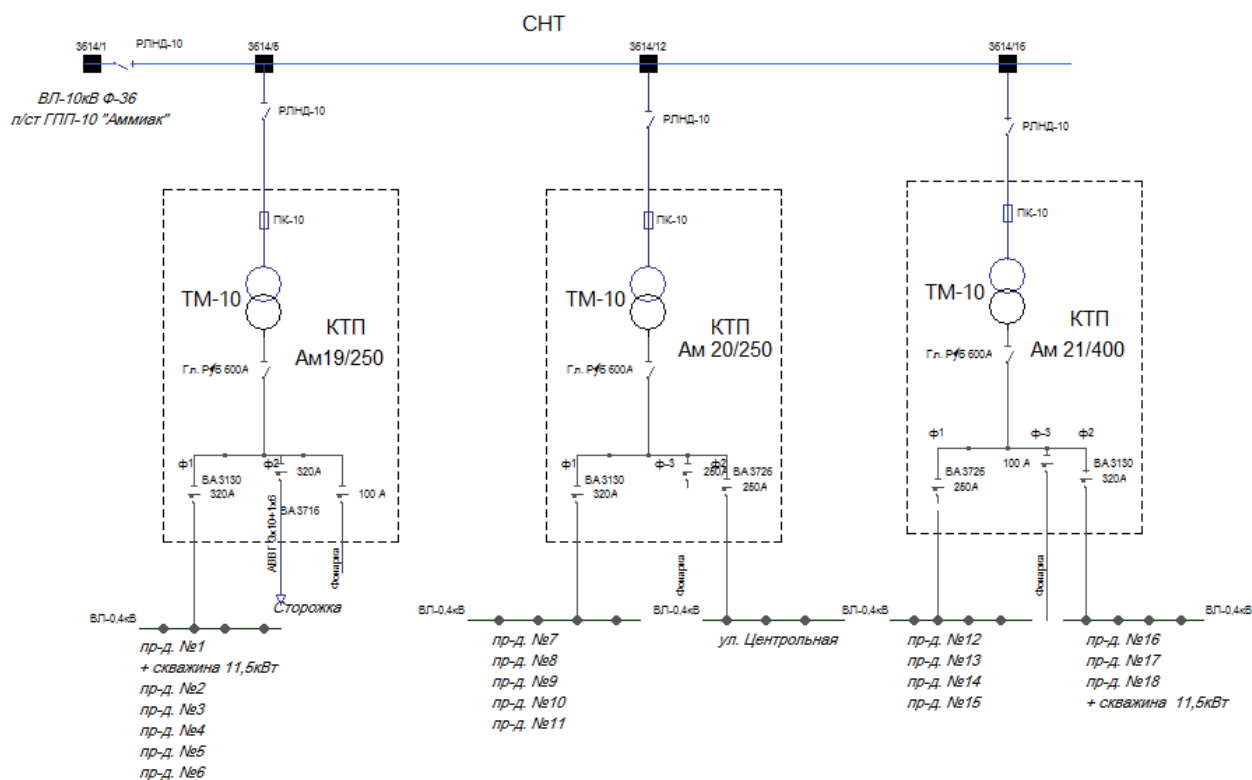


Рисунок 1.2 – Однолинейная схема питания СНТ

Для обеспечения дачников поливочной и питьевой водой присутствуют две скважины с водонапорной вышкой. При интенсивном росте потребления воды появилась необходимость в увеличении мощности водяных насосов. Скважины находятся в удовлетворительном состоянии и требуют лишь увеличения мощности насосов.

Питание водяных насосов по проезду №1 осуществляется от КТП Ам 19/250 от ф-1. Вторая скважина питается от линии КТП Ам21/400 с более мощным силовым трансформатором, протяженность линии на данном участке больше. Данная скважина была спроектирована в более ранний период, чем предыдущая, и не требует существенных изменений, только в плане общей реконструкции линии и ее отдельного фидера.

На данный момент времени существующая система электроснабжения устарела не только физически, но и технологически.

В связи с постоянным увеличением мощности большому износу подверглись линии электропередач 0,4 кВ, выполненные алюминиевыми проводами марки АС-35 на магистральных участках, а смежные улицы СНТ проводом АС-25. На некоторых участках между опорами присутствуют большие провисы. На линии электропередач в следствии многочисленных аварий присутствуют «скрутки» проводов как восстановления провода. Данное состояние проводов существенно сказывается на качество поставляемой электроэнергии.

В связи с многочисленным ростом потребляемой энергии возрастает и нагрузка, из-за старых изношенных проводов возникает рост аварийных ситуаций. В сложившейся ситуации возникает ряд задач, которые необходимо решить по реконструкции дачного массива.

Также значительным износам подверглись деревянные опоры, из-за большого отклонения (результат загнивания нижней части опор) происходит значительный провис проводов, что влечет за собой множество аварийных ситуаций. Состояние воздушных линий электропередач продемонстрировано на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Линии электропередач в с. Васильевка

С момента постройки дачного массива произошли значительные изменения, в следствии удачного территориального расположения, постоянно увеличивается число потребителей. Увеличиваются площади жилых домов, требующих большего количества электроэнергии, увеличились разнообразие и количество электроприборов. Все перечисленные факторы способствует к увеличению потребляемой мощности.

1.2 Основные цели при реконструкции электроснабжения

В связи со значительным износом линии электропередач ее элементов, а также увеличением потребляемой мощности, что влечет за

собой снижение качества электроэнергии, возникает необходимость произвести реконструкцию линии электропередач в дачном массиве.

К основным целям по реконструкции линии по улучшению требованиям жильцам дачных участков необходимо отнести:

- мероприятия по улучшению качества электроэнергии, поставляемой потребителям;
- спроектировать необходимое освещение улиц;
- обеспечить необходимое водоснабжение;
- обеспечить круглогодичное электроснабжение с постоянными проживающими жильцами;
- спроектировать автоматизированную систему учета.

Для осуществления данных целей, необходимо решить задачи:

- произвести необходимые расчеты, удовлетворяющие вновь с проектируемой линии с учетом технологических изменений.
- оптимизировать схему электроснабжения дачного массива с распределением равномерной нагрузки исключая несимметрию фазных напряжений.
- рассчитать наиболее выгодную систему учета электроэнергии;
- провести анализ энергоэффективности и экономически выгоду реконструкции линии электропередач.

1.3 Несимметрия фазных напряжений как основной недостаток качества электроэнергии

Одна из самых распространенных проблем в жилых секторах, в том числе и дачных массивов, является несимметрия напряжений и токов, присущая в сетях с глухо заземлённой нейтралью до 1000 В. Данное явление негативно влияет на работу электроаппаратуры потребителей в плоть до выхода из строя.

Перекас фазных напряжений возникает в сетях с глухо заземлённой нейтралью при неравномерном распределении нагрузки между фазами, что в последствии приводит к возникновению перекаса фазных напряжений и токов. В идеале распределение фазных напряжений показано на рисунке 1.4. Как видно из представленного рисунка, все линейные и фазные напряжения равны, но в реальной жизни, добиться этого практически невозможно. У каждого потребителя разные потребности в использовании электроэнергии, в следствии этого возникают разные нагрузки на линиях.

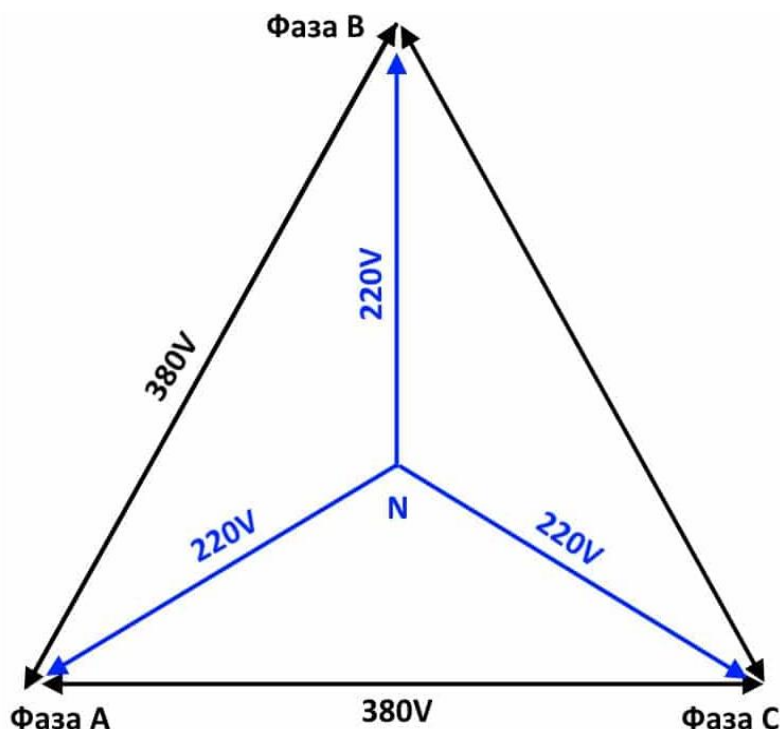


Рисунок 1.4 - Идеальная векторная диаграмма напряжений в трёхфазных сетях

В электрических сетях 0,4 кВ передача электроэнергии в основном происходит по четырехпроводной системе, т.е. три фазных провода и один провод нейтральный. В этой системе присутствует два вида напряжений - это 200 В, которые наиболее часто используются в быту и является самым распространенным и 380 В, применяется в основном для подпитки различных двигателей в горной промышленности и для других

предназначений, где необходимо использовать линейное напряжение данного класса. Демонстрация данной схемы показано на рисунке 1.5.

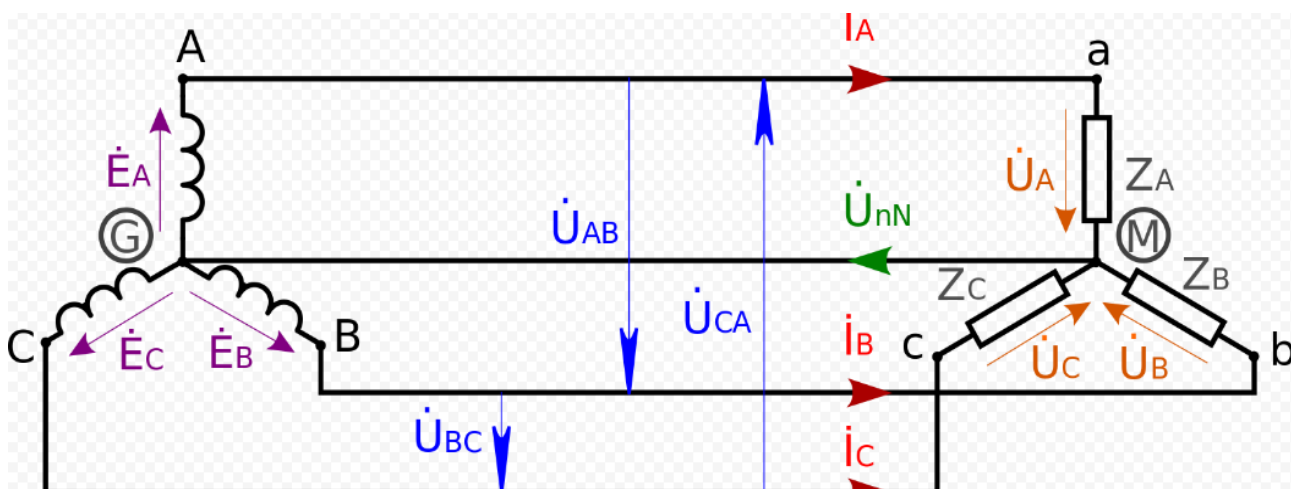


Рисунок 1.5 – Четырех проводная система трехфазного напряжения при соединении обмоток «звезда-звезда»

Существуют различные варианты, при которых может возникнуть несимметрия в системе электроснабжения. Как описывалось ранее, при неравномерной нагрузке потребителей и обрыве нейтрального провода, также при коротких замыканиях в линии возникает несимметрия токовых нагрузок и сдвиг фазных напряжений. То есть, у потребителей с большой нагрузкой возникает спад напряжения, в этот момент у потребителей с меньшими нагрузками возникает значительное повышение напряжения. Далее рассмотрим последствия такого негативного явления.

Поскольку несимметрию фазных напряжений и токов исключить полностью из потребительской сети невозможно, существуют нормы несимметрии, при которых допустимы некоторые отклонения. Основные нормы прописаны в ГОСТ 32144 - 2013 (п.5.5). Нормы приведенных показателей установлены в п. 5.5.1, 5.5.2:

«5.5.1 Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в

точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0 % соответственно [3].

5.5.2 Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2,0 и 4,0 % соответственно» [3].

Как показано на рисунке 1.6. при несимметрии напряжения в линии электропередач, возникает смещение точки нейтрали, фазные напряжения смещаются в сторону наименее нагруженной фазы.

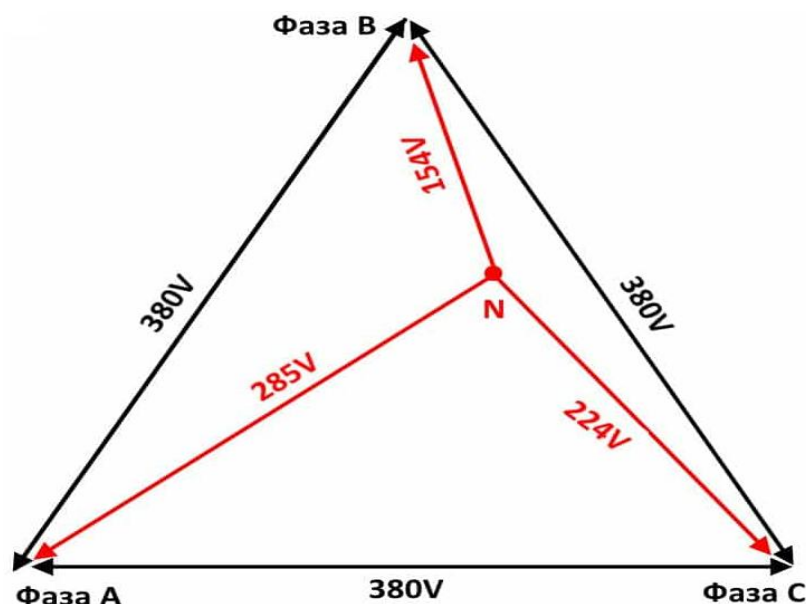


Рисунок 1.6 – Векторная диаграмма напряжений в трехфазных сетях при перекосе фазных напряжений

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности.

Так же есть нормы их фазных соотношений, которые описаны в СП 31-110-2003: «Распределение нагрузок между фазами сети освещения

общественных зданий должно быть равномерным, разница в токах наиболее и наименее нагруженных фаз не должна превышать 30% в пределах данного щитка и 15% - в начале питающей линии» [11].

Несимметрия фазных напряжений связана с низким качеством электроэнергии, что влечет за собой образование уравнивающих токов, которые впоследствии вызывают увеличение расхода электроэнергии и приводят к нестабильной работе электроприборов, что влечет за собой к их быстрому износу и выхода из строя.

При возникновении обрыва нулевого провода на линии (часто возникающая аварийная ситуация) в сетях глухозаземленной нейтралью, возникает угроза для жизни. У потребителей, находящихся после обрыва нейтрали на линии, в нулевом проводе может появиться фазное напряжение, что влечет за собой угрозу для жизни, а также появление в жилых домах линейного напряжения там, где должно быть фазное. Типичным примером можно считать: ярко горящие лампы, перегорание различной бытовой техники. Рисунок 1.7 наглядно показывает последствие обрыва нулевого провода и его влияние нейтрального на работу электроприбор.

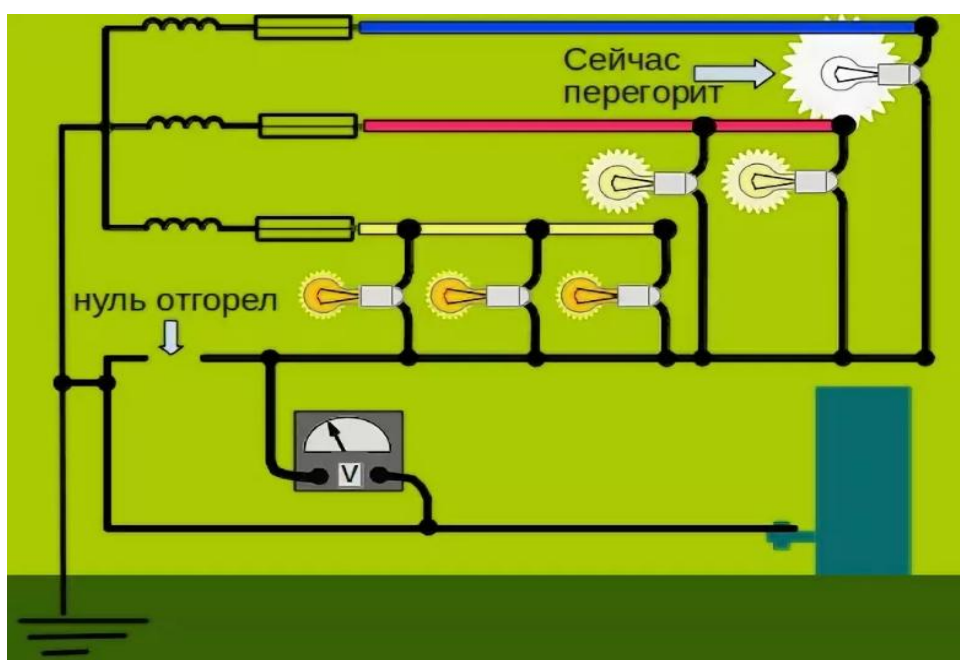


Рисунок 1.7 – Влияние нагрузки на электроприборах при обрыве нулевого провода

Величина напряжения при перекосе фазных напряжений зависит от количества подключенных потребителей на всех фазах и потребления мощности. На наиболее нагруженной фазе произойдет значительное падение напряжения, на менее нагруженной фазе произойдет рост напряжения вплоть до линейного. В результате скачка напряжения большинство бытовых приборов выходят из строя.

В домах с системой электропитания выполненной TN-C, в которой защитный провод используется нулевой провод и подсоединен к корпусу бытовым приборам, потребители подвержены опасности удара током.

Безопасной считается система, выполненная по схеме TN-C-S с отдельным проводом защитного заземления, для такой системы опасности поражения током нет. Данный пример проиллюстрирован на рисунке 1.7.

Для защиты от перекоса фаз в трехфазной сети самым распространенным методом является равномерное распределение нагрузки по квартире или в доме, также существуют различные приборы, которые могут уменьшить негативное влияние от перекоса фазных напряжений. В таких случаях применяются специальные симметрирующие трансформаторы, устанавливаемые в узлах нагрузки в линии электропередач.

Если рассматривать частные дома, дачные участки, квартиры, существуют устройства - реле контроля фаз, устанавливается как для однофазных потребителей, так и для трехфазных (рисунок 1.8).

Данный прибор в случае значительного отклонения напряжения в автоматическом режиме отключает фазу наиболее или наименее уклонившуюся от выставленных параметров, тем самым исключает последствия выхода из строя оборудования.



Рисунок 1.8 – Реле контроля напряжения 3-х фазный

1.4 Применение симметрирующих трансформаторов в сетях 0,4 кВ

В сельских районах, а также в жилых многоквартирных домах, где очень трудно распределить равномерно нагрузку по фазам питания, часто существует проблема, связанная со значительным перекосом фаз по напряжению: при увеличении нагрузки на одной из фаз, напряжение падает до значений 190-205 В, в других фазах за счет смещения нуля может «подскочить» до 250 В и более. Асимметрия возникает из-за разного падения напряжений на линии при перекосе фазных токов, вызванных неравномерным распределением нагрузок. В результате на нулевом проводе четырех проводной системы возникает ток, равный геометрической сумме фазных токов. Часто при неравномерной нагрузке, например, когда разгружена одна или две фазы, на нулевом проводе может возникнуть ток, равный фазному току нагрузки, что приводит к дополнительным потерям в линии, распределительных трансформаторах с обмотками «звезда-звезда», переходя на высоковольтные линии.

Перекосы напряжения сильно сказываются на работе оборудования. Например, часто используется в быту электрооборудование с асинхронным

двигателем. Перекос фаз приводит к значительному увеличению потерь мощности, что приводит к дополнительному нагреву в обмотках и снижению срока службы их изоляции.

Для равномерного распределения нагрузки в дачном массиве, необходимы точные расчеты их распределения по каждому фазам, но в жилом секторе выполнить это практически невозможно.

На трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ трансформаторы установлены со схемой соединений обмоток Y/Y_n . Уменьшить потери и симметризовать напряжение в ЛЭП 10 кВ возможно, применив трансформаторы со схемой соединений обмоток Y/Z_n или Δ/Z_n , или симметрирующий трансформатор ТМГ-СУ [16].

Одной из основных задач СНТ является также выполнить мероприятия по уменьшению потерь в сетях 0,4 кВ. Для этого необходимо равномерно распределить токовые нагрузки по фазам, уменьшить токи между нейтралью системы и нулевым током в проводе для снижения перекосов напряжений. Для достижения этой цели предлагаю использовать трехфазный симметрирующий автотрансформатор, для более эффективной работы необходимо установить его в узлах нагрузки. Тем самым обезопасив сеть, если на линии 0,4 кВ до узла нагрузки произойдет короткое замыкание на одну из фаз и нулевого провода, потребители за установленным предложенным электрооборудованием, будут защищены от больших перенапряжений.

На рисунке 1.9. продемонстрирована схема подключения симметрирующего автотрансформатора в линию 0,4 кВ.

Рассмотрим принцип работы симметрирующего автотрансформатора трехфазного типа АТС-С.

Симметрирующий автотрансформатор трехфазный, сухой – далее (АТС-С) состоит из: трехстержневого магнитопровода, первичной обмотки W_1 , расположенной на трех стержнях магнитопровода, соединенной в звезду с нейтралью и подключенной в линию, компенсационной обмотки W_k ,

соединенной по схеме открытого треугольника и включенной последовательно с нагрузкой.

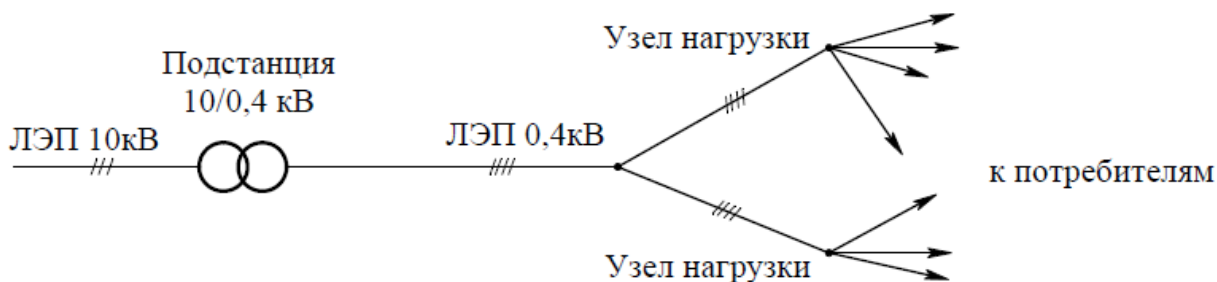


Рисунок 1.9 – Принципиальная схема подключения симметрирующего автотрансформатора в линию 0,4 кВ

На рисунке 1.10. показана электрическая схема АТС-С с компенсационной обмоткой, выполненной следующим образом: секции обмотки, выполненные на каждой фазе, соединены в обычный открытый треугольник с подключением к нулевому проводу воздушной линии и к нагрузке.

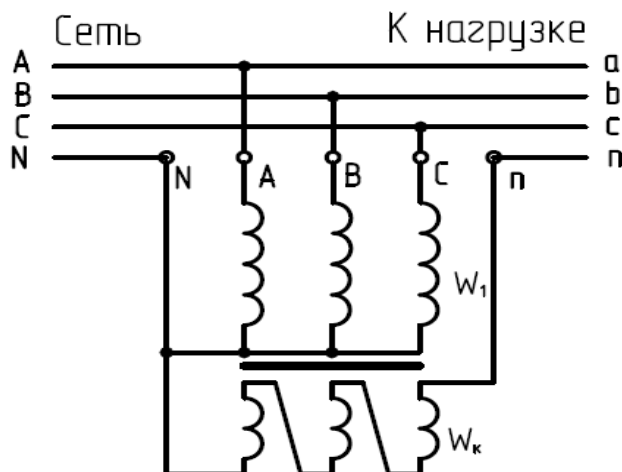


Рисунок 1.10 – Схема автотрансформатора с компенсационной обмоткой

Существуют различные схемы автотрансформаторов. На рисунке 1.11. представлена еще одна распространенная схема с компенсационной обмоткой, состоящая из витков медной проволоки, лежащих поверх остальных

обмоток трех фаз автотрансформатора, с открытым треугольником. Данной схема, позволяет уменьшить расход провода в дополнительной обмотки и снизить габариты и вес автотрансформатора.

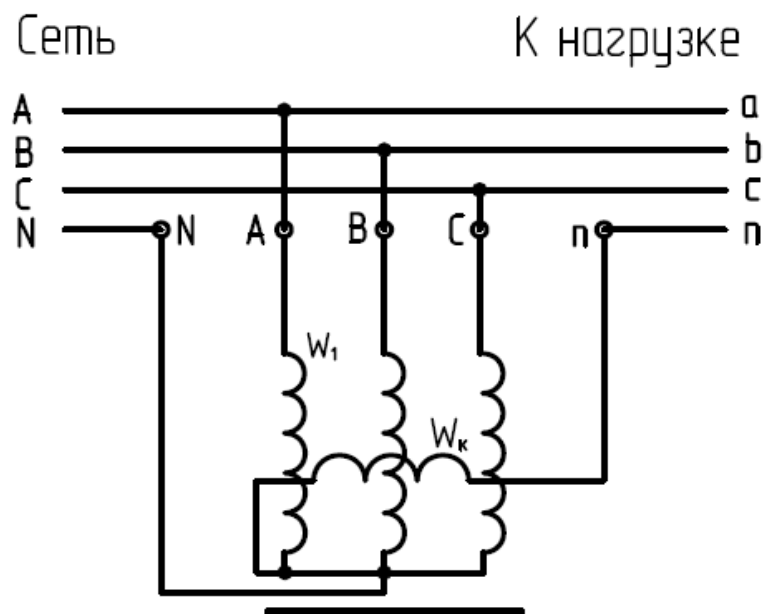


Рисунок 1.11 - Схема автотрансформатора с компенсационной обмоткой компенсации, состоящая из витков медной проволоки, лежащих поверх остальных обмоток трех фаз автотрансформатора, с открытым треугольником

Данная схема применяется, в тех случаях когда нейтральный провод нагрузки не связан жестко с заземлением и в остальных схемах с пятипроводной системе с PE- и N-проводниками, а также, если возможности нет включить компенсационную обмотку автотрансформатора с разрывом на нулевом проводе между нагрузкой и линией, а также когда нулевой провод должен быть жестко заземлен.

При несимметричных токах нагрузки и токах в компенсационных обмотках магнитные потоки, создаваемые этими обмотками в стержнях магнитопровода автотрансформатора, будут геометрически складываться. В магнитопроводе потоки нулевой последовательности будут протекать в одну сторону во всех фазах автотрансформатора. Тем самым эти же магнитные

потоки будут создавать ЭДС нулевой последовательности и токи I_{01} в первичной обмотке пропорционально коэффициенту трансформации $k_{тр} = W_1/W_k$ [21].

Подключенная обмотка W_k выбрана так, чтобы фазные токи автотрансформатора векторно вычитались из фазного тока линии наиболее нагруженной фазы и добавлялись к токам менее нагруженных фаз. Данное распределение получается благодаря симметричному распределению токов по всем фазам в воздушной линии электропередач. При равномерном падений напряжения в ЛЭП происходит симметрирование напряжений на нагрузке и уменьшение тока нулевого провода, следовательно, уменьшаются потери в сети и в трансформаторах, подключенных в сеть, это дает экономию электроэнергии на данной линии электропередач.

Максимальная компенсация тока в нулевом проводе выполняется при равенстве магнитодвижущей силы рабочий $I_{01} \cdot W_1$ и компенсационной $I_{02} \cdot W_k$ обмоток, т.е. при $I_{01} \cdot W_1 = 3 \cdot I_{02} \cdot W_k$. При этом габаритная мощность автотрансформатора $P_{ат}$, может быть в разы меньше потребляемой мощности нагрузки P_n .

При ограничении тока нулевого провода, количество витков компенсационной обмотки может быть уменьшено например: если ограничить ток в нулевом проводе, примерно в $1/3$ фазного, то может быть скомпенсировано $2/3$ его величины, т.е. $W_k = W_1 / 4,5$. Это дает уменьшение габаритной мощности автотрансформатора примерно в 4,5 раза по сравнению с потребляемой мощностью нагрузки.

Таким образом, установка симметрирующего автотрансформатора является наиболее энергоэффективным способом улучшения качества электроэнергии за счет выравнивания фазных токов, смещения нейтрали фазных напряжений и фильтрации высших гармоник, а также снижения токов нулевой и обратной последовательности в аварийных и ненормальных режимах электрической сети. Использование симметрирующих автотрансформаторов, установленных в узлах нагрузки, дает возможность

эффективно использовать электроэнергию и применять электростанции с меньшей мощностью, увеличивает срок службы силовых электроустановок в сетях, где часто возникают перекосы фазных напряжений.

1.5 Выводы по разделу 1

Дана оценку электроснабжения дачного массива. Проведен анализ возникновения частых перебоев и низкого качества электроэнергии.

В частности, выполнен анализ состояния воздушной линии электропередач. В результате исследования и наблюдений по эксплуатации линии выявлен ряд существенных дефектов, которые влияют на качества электроснабжения потребителей. Например, в конце каждого фидера наблюдается большое падение напряжения и перекося фазных напряжений. Такие дефекты возникают из-за большой протяженности линии и недостаточного сечения провода, а также увеличение потребляемой мощности жильцов дачного массива.

Также стоит обратить внимание на состояние опор и линейной арматуры, выполненных на деревянных стойках. У большинства из них у основания опор наблюдается разрушение и образуются большие наклоны в стороны, тем самым возникают большие провисания проводов и при усилении ветра провода начинают схлестываться, образуя короткие замыкания в линии.

В результате существенного износа всех элементов линии электропередач и исследования общего состояния электроснабжения объекта, реконструкция всего объекта становится актуальным решением.

2 Комплексное решение реконструкции электроснабжения СНТ

2.1 Основные мероприятия по реконструкции линии

В связи с выявленными проблемами и недостатками, описанными в первой главе, произведем частичную реконструкцию сети 0,4 кВ СНТ, которая заключается в следующем:

- выбор схемы электроснабжения рассматриваемого объекта;
- проведении необходимых расчетов и выбора заменяющихся элементов электроснабжения;
- разработке мероприятий по снижению потерь электрической энергии;
- разработке мероприятий по предотвращению и снижению хищения электроэнергии;
- проведения реконструкции и технического перевооружения электрических сетей;
- технико-экономическом анализе реконструкции линии.

2.1.1 Выбор схемы электроснабжения

Большую роль в качественном электроснабжении потребителей играет выбор схемы питания энергетических установок и схемы проектирования воздушных линий. Одной из основных задач электроснабжающей организации: сохранение питание всех потребителей на любом участке линии при возникновении повреждения. На данный момент существуют три основные схемы электроснабжения объектов [24]:

А) радиальная схема – по такой схеме питание потребителя происходит от одного питающего центра. Силовые трансформаторы, расположенные в этой линии защищаются с помощью предохранителей. Радиальная схема электроснабжения, представляет собой исходящие «лучи» с центром питания. Линии идут напрямую к потребителю, без каких-либо ответвлений. Данная схема считается более надежной по сравнению с предшествующей,

но есть и свои недостатки, это большой расход на материальной базы, следовательно, и большая стоимость линии.

Основной недостаток такой схемы является – потеря питания всех потребителей, при поврежденном участке на питающей линии в любом месте. Повышения надежности электроснабжения по такой схеме достигается за счет оптимальной протяженности и количество потребителей, питающихся от линии. Чем меньше протяженность линии, тем меньше вероятность ее повреждения и ускоряет поиск повреждения на линии. Увеличения секционирования на линии также дает эффект по надежности электроснабжения. Пример конфигураций схем электрической сети представлен на рисунке 2.1.

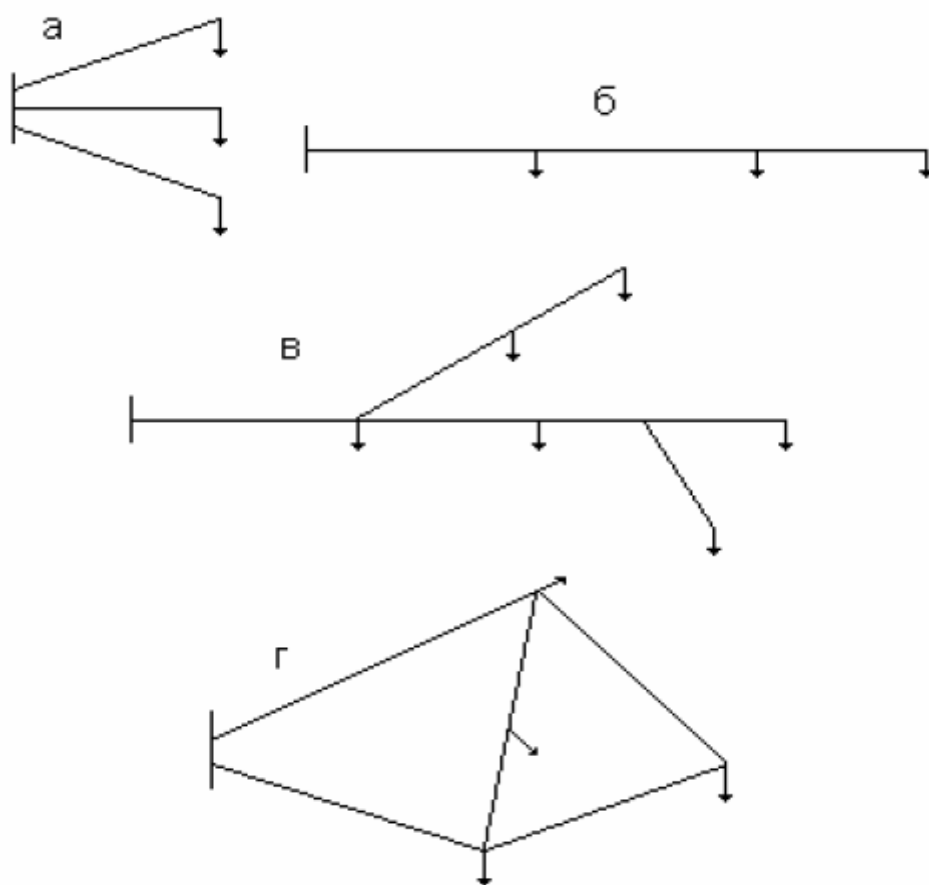


Рисунок 2.1 – Конфигурация схем электрической сети электроснабжения: а – радиальная; б-магистральная; в-разветвленная; г- замкнутая

Б) магистральная схема – представляет собой сеть, выполненную по принципу: протянутой магистральной линии с присоединением нескольких распределительных пунктов, присоединённых к ней. Применение магистральной схемы электроснабжения обуславливается сосредоточением на отдельные узлы, расположенные в одном направлении от подпитывающей подстанции на небольшие расстояния. На рисунке 2.1, б представлен пример магистральной схемы.

В данной схеме электроснабжения есть существенные преимущества, перед радиальной схемой: меньше затраченных элементов системы электроснабжения.

Наиболее эффективной схемой электроснабжения потребителей является смешенная схема, включающая в себя все преимущества выше представленных схем.

Для электроснабжения СНТ, целесообразно выбрать радиально-магистральную схему, так как она включает в себя свойства двух оставшихся. При проектировании электроснабжения объекта необходимо стремиться к более простой и надежной запитке объекта с учетом наименьшего использования коммутационных аппаратов (используемых для защиты линии) и возможности дальнейшего развития данной сети, обеспечивая требуемым качеством электроэнергии и бесперебойным электроснабжением потребителей при дальнейшей эксплуатации.

Трансформаторные подстанции, применяемые в СНТ, выполнены с одним силовым трансформатором с учетом классификации потребителей, которые относятся к III категории электроснабжения [1]. На рисунке 2.2. продемонстрирована схема распределения воздушной линии по улицам и расположение трансформаторных подстанций.

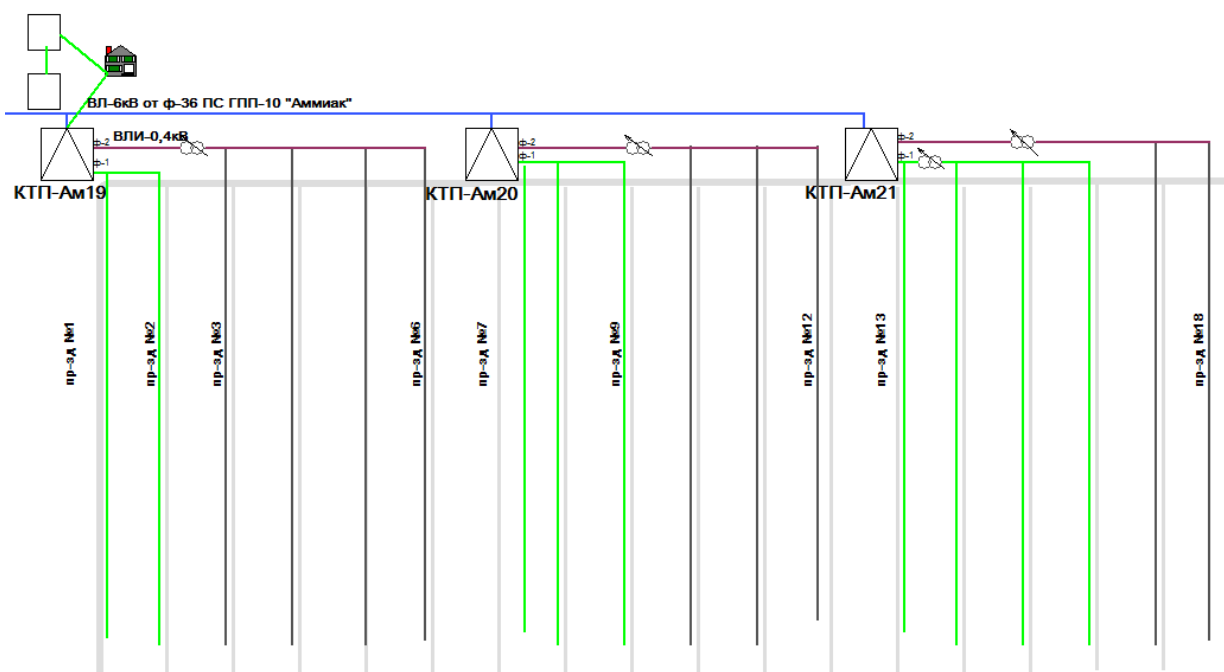


Рисунок 2.2 - Принципиальная схема распределительной сети на территории СНТ

2.1.2 Обоснования применения провода СИП и линейной арматуры для реконструкции воздушной линии 0,4кВ

Началом реконструируемой трассы будет являться КТП Ам19/250 кВА а конечным её пунктом анкерная опора от КТП Ам21/400кВА. Общая протяженность проектируемой ВЛИ-0,4кВ составляет более 6 км. с учетом отпаек по улицам.

Схема электроснабжения дачного массива представляет собой магистральную схему. По основной улице Абрикосовой необходимо протянуть магистральную линию от каждой КТП проводом повышенного сечения СИП 3x95+1x95+1x25, от магистральной линии выполнить отпайки от прилежащих улиц проводом СИП 3x70+1x70+1x16 с проводом для фонарного освещения. Такая схема должна обеспечить наиболее равномерную нагрузку и рациональный расход провода.

Для реконструкции ВЛ-0,4кВ выберем провод СИП, который благодаря своими свойствами и качеством намного превосходит своего предшественника - провода марки АС.

Как показывает практика, при реконструкции проводом СИП монтаж ВЛ происходит на много быстрее, качественней и безопасней чем выполнение обычным алюминиевым проводом. Главные положительные качества описаны во многих литературе и сети Internet, но можно выделить, на мой взгляд, главные его характеристики:

- Изготовленные в изоляционной оболочке и слабо реагирующей на ультрафиолет, тем самым сводит к минимальной вероятности коротких замыканий в различных ситуациях;
- Простота монтажа ВЛ и меньшие экономические затраты;
- Монтаж провода может осуществляться на совместной подвески, сохраняя безопасность обеих проводов;
- Отсутствие массивной железной арматуры;
- Прочность провода позволяет увеличения пролетов;
- Возможность монтаж провода по фасадам зданий, в местах густой растительности;
- Сокращение времени при ремонтно-восстановительных работах, с применением специальных зажимах [13].

Приведенный список является далеко не полным, но достаточным для обоснования использования как основного элемента при реконструкции воздушной линии.

Основываясь на расчетных данных, приведенных ниже, кратко опишем использования провода СИП различного сечения. Рисунок 2.3 показывает внешний вид провода и расположения алюминиевых жил.

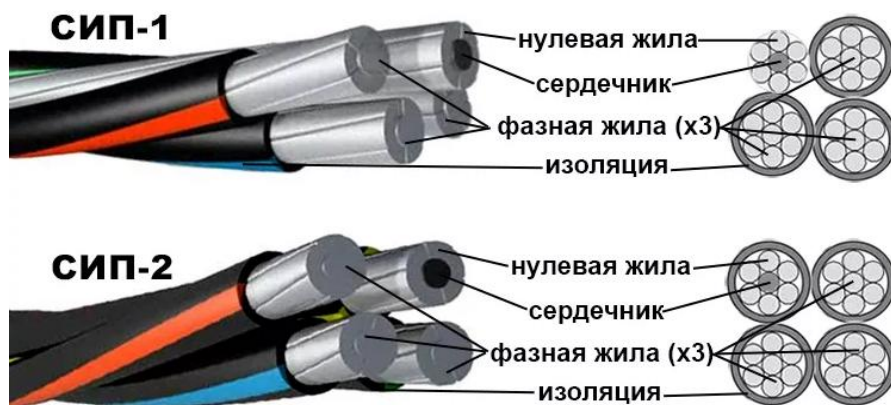


Рисунок 2.3 – Внешний вид провода СИП

По магистральной линии, расположенной на ул. Абрикосовой, применим к использованию провод СИП 3x95+1x95, как основной на наиболее протяженных фидерах. СИП 3x75x1x75 планируются использовать на оставшихся улицах.

Ввода в дома и административным зданиям напряжением 220/380 В необходимо выполнить согласно правилам и нормативным требованиям. Расстояние до зданий и сооружений в местах сближения и проектируемой ВЛИ принимается не более 25 м. Для обеспечения наилучшей симметрии напряжения и сокращения потерь, а также равномерного распределения напряжения по всей длине ВЛИ, в том числе и на конце линии, следует равномерное подключение однофазных жильцов. Ответвление от ВЛИ-0,4 кВ к абонентам выполнить проводом марки СИП-2 4x25мм².

Линейная арматура

При использовании самонесущего изолированного провода необходимо крепко и надежно закреплять на различные типы опор, для этой цели предназначена линейная арматура, используемая для надежного крепления данного провода, как к опорам, так и фасадам зданий.

На данный момент существует огромное количество разновидностей линейной арматуры, предназначенной для надежного крепления провода. На рисунке 2.4. представлены те элементы, которые будут использоваться в процессе реконструкции нашего объекта.



Рисунок 2.4 – Линейная арматура провода СИП

Данные элементы линейной арматуры также обладают высокими и прочными характеристиками при использовании их по назначению. Линейная арматура является неотъемлемой частью при монтаже провода данного типа. Её технические характеристики так же преобладают над ранее используемых элементов старых линий. Отметим основные положительные характеристики элементов линейной арматуры:

- Элементы изготавливаются из прочного износостойкого материала, с большим сроком службы;
- Большинство элементов изолированные и не представляют опасность при соприкосновении с оголенным проводом;
- Легкость в применении и не требует специальных инструментов;
- Применяется в различных климатических условиях [4].

Данный список является не полным, выделены основные положительные характеристики, из которых следует, что использования данных элементов повлияет на уменьшение сроков монтажа линии электропередач.

2.2 Расчетные данные реконструкции линии

2.2.1 Расчет уличного освещения

При проектировании уличного освещения необходимо выбрать источник света, т.е. на каких физических свойствах основана работа лампы. На данный момент времени существует различные виды источники, это:

- лампы накаливания (для нашего случая неприемлемо из-за большого потребления энергии и малым времени работы);
- газоразрядные лампы являются долговечными по сравнению с лампами накаливания, но обладают шумной работой и мерцанием света;
- ртутные лампы, используются, где нет необходимости в качестве освещения, с длительного времени эксплуатации до 10 тыс. часов;
- натриевые лампы, приходят на смену ртутным лампам, с небольшим недостатком, они плохо горят при низкой температуре;
- светодиодные лампы, по своим технико-экономическим показателям превосходя все остальные виды ламп (данный тип ламп будут предложены в данной работе). Можно выделить основные их преимущества, это: большой срок эксплуатации, превышает все ранее перечисленные виды ламп; малое потребление мощности при хорошей светоотдаче; возможность регулирования освещенности за счет изменения напряжения в сети.

При установке уличных торшеров необходимо учитывать их месторасположения, соблюдая следующие условия:

- установленные уличные светильники не должны быть направлены основным светом в окна дачников;
- равномерное распределение света на дачном массиве;

- организовать своевременное включение и отключение уличного освещения, используя таймеры или датчики освещения.

Размещение светильников должно быть таким образом, чтобы освещенность обеспечивалась при наименьшей мощности. Существует два способа размещения светильников общего назначения: равномерное и локализованное. На дачном массиве применим оба вида, равномерное освещение применимо на прилегаемых улицах, локализованное вблизи административных зданий и ремонтных цехов.

Документом, устанавливающим нормы уличного освещения на территории Российской Федерации, является ГОСТ Р 55844-2013 [7], а также существуют нормы средней яркости, описанные в СП 52.13330.2016 [10] и предоставленные в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные показатели освещения улиц и дорог сельских поселений

Освещенность объектов	Средняя горизонтальная освещенность, Лк
Главные улицы, площади общественных и торговых центров	10
Улицы в жилой застройке: основные/второстепенные	6/4
Поселковые дороги, проезды на территории садовых товариществ и дачных кооперативов	2

На данном этапе развития электроснабжения СНТ у жителей дачных домов возникла общая потребность к освещению улиц при условии, что это должно мало повлиять на дальнейшие ежемесячные взносы. Ведь основные расходы на потребление мощности ложиться на самих жителей. Применение торшеров более позднего периода имеют определенные недостатки:

- большую потребляемую мощность,

- небольшой срок службы,
- некоторые лампы не безопасны в использовании из-за некачественного материала.

Поэтому в настоящее время, с развитием световой техники широкое применение получили уличные торшеры выполненные на основе светодиодных ламп.

При проектировании реконструкции дачного массива необходимо решить вопрос по достаточному освещению улиц в темное время суток. При снижении естественного освещения необходимо учитывать включения уличных торшеров при 15-20 Лк, при этом отключение должно происходить при 10 Лк. Учитывая характеристики уличных фонарей и прилегающей территории, которую необходимо освещать, установим уличные торшеры, обеспечивающие достаточной посещаемости улиц. На рисунке 2.5 показан уличный светильник с потребляемой мощностью 100 Вт, планируемый в использовании на улицах СНТ.

Остановимся на главных преимуществах светодиодных консольных светильниках, основные преимущества являются:

- долговечность при более жестких условиях, чем ранее использующиеся;
- малая потребляемая мощность, при большой отдаче света;
- высокая механическая прочность;
- быстрый и простой в исполнении монтажные работы.



Рисунок 2.5 – Светодиодный уличный светильник Feron SP 2820 100 Вт

Основные характеристики светильника Feron SP 2820 100 Вт [14]:

- питающее напряжение, В/диапазон частот.....85-265/50-60;
- потребляемая мощность, Вт.....100;
- степень защиты, IP.....65;
- световой поток, лм.....10000;
- источник света.....LED;
- срок службы, ч.....30000;
- диапазон рабочих температур, С⁰.....- 40 +80;

Расчет освещения дачного массива

На территории СНТ необходимо рассчитать и установить фонари уличного освещения в местах скрещивания дорог, а также на улицах с учетом равномерного освещения для более комфортного проживания на дачном массиве. С учетом энергосберегающих ламп предлагаю установить по 4 световых фонаря на улицу. Предлагаю использовать светодиодные светильники марки SP2820, обладающие значительным преимуществом перед газоразрядными лампами. Рассматриваемый светильник обладает главным преимуществами, при малой потребляемой мощности выдает

освещенность 10000 лм и увеличенным сроком службы. Расчет освещенности улиц выбирается с учетом протяженности улиц и количеством установленных уличных светильников.

Для уличного освещения дачного массива на опорах ВЛИ-0,4кВ необходимо предусмотреть установку светильников наружного освещения типа ЖКУ-0,8-100-001-У1 с лампами SP2820 на 100 Вт. Светильники присоединяются к фазной (фонарной) и общей нулевой жиле СИП-2 ВЛИ 0,4 кВ проводом с медной жилой сечением 2,5 мм². Управление освещением осуществляется с фотореле установленном в КТП.

Существует большое количество методов расчета необходимого освещения, выберем один из наиболее приемлемого в нашем случае, это метод коэффициента использования и метод удельной мощности.

На данном дачном массиве протяженность всех улиц в среднем составляет 450 м, поэтому будем учитывать одинаковое количество светильников на каждую улицу.

Необходимое количество освещения будем вычислять исходя из условий освещения проезжей части, с учетом высоты фонарей и ширины дороги.

Монтируются светодиодные торшеры на железобетонные опоры СВ-9,5, совместно с подвеской провода СИП или отдельно протянутого фонарного провода, как в нашем случае. Светильники устанавливаться на высоте 7м на стойках опоры, с направленным освещением на внешний участок улицы. Провода, подключаемые в линию, должны быть изолированы на всем протяжении участка, от светильника до линии.

В таблице 2.2 приведены данные габариты улиц с учетом устанавливаемых устройств освещенности.

Для этого будем использовать формулу [8]:

$$F = z * K\pi/N, \tag{2.1}$$

где F – расстояние до фонарей;

z – коэффициент яркости дороги;

k – коэффициент накаливания;

N – параметры светового потока.

Таблица 2.2 – Распределение осветительной аппаратуры по улицам

Название проезда	Протяженность улицы, м.	Количество освещаемой аппаратуры, шт.	Мощность уличных торшеров, Вт
№ 1	350	4	100
№ 2	360	4	100
№ 3	370	4	100
№ 4	380	4	100
№ 5	380	4	100
№ 6	390	5	100
№ 7	400	5	100
№ 8	400	5	100
№ 9	400	5	100
№ 10	400	5	100
№ 11	400	5	100
№ 12	400	5	100
№ 13	380	4	100
№ 14	380	4	100
№ 15	380	4	100
№ 16	380	4	100
№ 17	370	4	100
№ 18	370	4	100
Абрикосовая	1100	12	100
ИТОГО:	5230	91	1900

В нашем примере освещенность дорожного покрытия будет: $0,4 \text{ кд/м}^2$, расстояние между фонарем и дорогой – $4/7$ ($0,57$), коэффициент светового потока – $0,05$.

В итоге:

$$F = 0,4 * 0,57 * 3,14 / 0,05 = 18,34 \text{ м.}$$

Вычислим общую потребляемую мощность для участков, подпитанных от трансформаторных подстанций [17]:

$$P_{yo} = P_{уд\ св} \cdot N_{св} , \quad (2.2)$$

где $P_{уд\ св}$ – мощность светильника, для светодиодной лампы SP2820 равно 100 Вт ;

N - количество светильников.

Для КТП получили:

КТП Ам19: $P_{yo} = 3,8 \text{ кВт}$

КТП Ам20: $P_{yo} = 3,6 \text{ кВт}$

КТП Ам21: $P_{yo} = 3,0 \text{ кВт}$

2.2.2 Расчет электрических нагрузок

Расчет электрической нагрузки на каждый участок

На рассматриваемом дачном массиве расположено 686 участков. Исходя из нормативного документа СП 31-110-2003 [11] «Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий» и РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей», потребление каждого дома (участка) согласно вышеуказанным нормативам составляет 2 кВт . Но с учетом роста потребления электроэнергии данной

мощности явно буде хватать потребителям. Данные указанные в нормативах явно устарели и не соответствуют с действительностью.

Вычислим реальную потребляемую мощность для участка сети питающего от КТП Ам19/250 и в дальнейшем все расчеты будем учитывать полученный результат при расчете.

По исходным данным на рассматриваемом участке расположено:

- 198 садоводческих участков с электроэнергией;
- установлен глубоководный насос с мощностью 11 кВт;
- система освещения, уличные торшеры возле административных зданий в количестве 4- шт. с лампами ДРЛ-150 мощностью 150 Вт.

Установлена КТП с мощностью 250 кВА.

На силовых трансформаторных подстанциях учитывается полная мощность электроустановки, при расчетах потребляемой мощности нам необходимо знать активную мощность. Найдем её по следующей формуле [24]:

$$S = P / \cos\varphi . \quad (2.3)$$

При условии, что для дачного массива $\cos\varphi = 0,95$, следует:

$$P_{п.} = 250 \text{ кВА} * 0,95 = 237,5 \text{ кВт.}$$

Далее учитывая потери по внутренним линиям, потребляемую мощность глубоководного насоса $P_{нс.} = 11 \text{ кВт}$, суммарную мощность, потребляемую освещением административных зданий $P_{осв.} = 0,6 \text{ кВт}$, вычислим оставшуюся мощность, приходящую на участки потребителей.

Вычисляя количество теряемой энергии в СНТ, необходимо учитывать коэффициент технологических потерь, для дачных массивов, средним показателем считается 7-8 %, плохим от 10% и выше. В нашем случае мы будем использовать 8%, с учетом протяженности и сечением воздушных линий СНТ.

В итоге получаем выражение:

$$P_{\text{дом.}} = P_{\text{п.}} * k_{\text{тех.п.}} - (P_{\text{ис.}} + P_{\text{осв.}}). \quad (2.4)$$

$P_{\text{дом.}} = 207$ кВт - именно такая полезная мощность остается для потребления участков, подключенных от данной КТП.

Следующим шагом рассмотрим, какое количество потребляемой мощности можно позволить потреблять для каждого участка в среднем.

Ни для кого не секрет, что потребление электроэнергии на каждом участке разное и в разный момент времени, поэтому при расчетах нагрузок используют определенные коэффициенты, указанные в СП 31-110-2003 [11]. Для расчета используем таблицу, взятую из СП, см. таблицу 2.3. Для рассматриваемого случая 200 участков коэффициент составляет 0,58 кВт на один участок, а для дома 4 кВт.

Таблица 2.3 - Расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир различных объектов

№ п.п.	Потребители электроэнергии	Удельная расчетная нагрузка при количестве квартир.							
		24	40	60	100	200	400	600	1000
1	Квартиры с плитами на природном газе	1,4	1,2	1,65	0,85	0,77	0,71	0,69	0,67
2	На сниженном газе в том числе на твердом топливе	1,8	1,4	1,3	1,08	1	0,92	0,84	0,76
3	Электрическими, мощностью 8,5 кВА	2,2	1,95	1,7	1,5	1,36	1,27	1,23	1,9
4	Летние домики на участках садовых товариществ	0,9	0,76	0,69	0,61	0,58	0,54	0,51	0,46

Вычислим для 198 домов удельную нагрузку:

$$207 \text{ кВт} / 198 \text{ уч.} = 1,04 \text{ кВт.}$$

Далее вычислим методом пропорции возможную потребляемую мощность на одном участке:

$$4 \text{ кВт} - 0,58 \text{ кВт}$$

$$X - 1,04 \text{ кВт}$$

В результате получаем на один участок допустимо 7 кВт.

Суммарная мощность потребляемой нагрузки

Исходя из нормативов, представленных в таблице 2.1 СП 31-110-2003 [11] выберем, что потребление каждого дома составляет 2 кВт. Найдем суммарную мощность всех домов по приведенной формуле [17]:

$$P_{\text{сумм}} = k_y \cdot P_{\text{уд}} \cdot N, \quad (2.5)$$

где $S_{\text{уд}}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников жилых домов, из расчетов выше;

N - количество домов на массиве;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

КТП Ам19:

$$P_{\text{сумм}} = 0,36 \cdot 2,0 \cdot 233 = 167,6 \text{ кВт}$$

КТП Ам20:

$$P_{\text{сумм}} = 0,36 \cdot 2,0 \cdot 203 = 146,16 \text{ кВт}$$

КТП Ам21:

$$P_{\text{сумм}} = 0,36 \cdot 2,0 \cdot 250 = 180 \text{ кВт.}$$

Найдем суммарную мощность на шинах КТП [15]:

$$S_{\text{р общ.}} = S_{\text{сумм}} + S_{\text{yo}} + S_{\text{с}}, \quad (2.6)$$

где $P_{\text{сумм}}$ - суммарная мощность всех домов;

$P_{\text{с}}$ - насосов;

Полную мощность КТП на стороне 0,4 кВ $S_{\text{КТП}}$, кВА, определим по формуле [22]:

$$S_{\text{КТП}} = \frac{S_{\text{р общ.}}}{\cos\varphi} \quad (2.7)$$

Результаты расчета для разных направлений сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4. – результаты расчета мощностей трансформаторных подстанций.

№ п/п	$N_{\text{дом.}}$ шт.	k_y	$S_{\text{сумм}}$ кВт	$N_{\text{свет}}$ шт.	S_{yo} кВт	$S_{\text{с}}$ кВт	$S_{\text{р. общ.}}$ кВт	$\cos\varphi$	$S_{\text{КТП}}$ кВА
ТПАм1 9	203	0,36	167,76	32	3,2	12,2	161,56	0,93	173,7 2
ТПАм2 0	236	0,36	146,16	36	3,6	16,2	199,8	0,93	214,8 4
ТПАм2 1	247	0,36	180	40	4	14,2	196,04	0,93	210,8

2.2.3 Выбор и расчет провода СИП

На территории массива электроснабжение домов осуществляется по воздушным линиям электропередач. Согласно ГОСТ 31946-12 [8] при выборе сечения провода для осуществления монтажа в СНТ, необходимо учитывать потери напряжения, в линии которое не должно превышать 5% при нормальном режиме работы и 10% при послеаварийном режиме.

При расчетах потерь напряжения в трехфазной системе с заземлённой неталогою в сетях 0,4 кВ, необходимо учитывать активные и реактивные составляющие провода, приведенные в таблице 2.5.

Таблица 2.5 - Сопротивление провода СИП-2А, активные и реактивные составляющие

№ позиции	Наименование и сечение провода	R _ф , мОм	X _ф , мОм	R ₀ , мОм	X ₀ , мОм
1.	СИП 3x70+1x70	0,443	0,0785	0,493	0,0679
2.	СИП-2А 3x95+1x95	0,32	0,0762	0,363	0,0656

Воздушная линия – один из компонентов электрической сети распределяющая электроэнергию по проводам, которые расположены на открытом воздухе, закрепленные с помощью арматуры и изоляторов к траверсам на опоре.

Обеспечить дачный массив необходимой электроэнергией на напряжение 0,4 кВт позволит СИП 2 с отдельной жилой для освещения. Это самонесущий изолированный провод, все жилы которого выполнены уплотненным алюминиевым сплавом с изоляцией из сшитого полиэтилена. Нулевая несущая жила так же изолирована.

Для обеспечения электроэнергией дачного массива, в пунктах ранее, был выбран провод СИП 2 с сечениями СИП2 3x70+1x70+1x16 планируется

протянуть по прилегающим улицам, СИП2 3x90+1x90 будет использован на магистральной линии по ул. Абрикосовой и СИП 2 2x16 используется для подключения вводов в дачные дома. Параметры провода СИП-2 приведены в таблице 2.6 [8].

Таблица 2.6 – Электрические и механические параметры провода СИП-2

Число и номинальное сечение жил	Электрические параметры					Механические параметры		
	R по току 20 ⁰		X _L при 50 Гц	Допустимый ток нагрузки	Ток термической стойкости	Мак наружный диаметр проводов	Прочность при растяжении	Расчетная масса
	фаза	ноль						
шт. * мм ²	Ом/км	Ом/км	Нет данных	А	кА	мм	кН	кг/км
3x16+1x25	1,910	1,38		100	1,5	21	7,4	260
3x25+1x35	1,20	0,986		130	2,3	26	10,3	380
3x35+1x50	0,868	0,720		160	3,2	29	14,2	520
3x50+1x70	0,641	0,493		195	4,6	34	20,6	690
3x70+1x95	0,443	0,363		240	6,5	39	27,9	960
4x16+1x25	1,910	1,38		100	1,5	21	7,4	320

На проектируемом участке ВЛ-0,4 кВ к подвеске принят изолированный провод. Сечение несущей жилы провода по условиям механической прочности в 3-ем районе по гололеду должно быть для ВЛИ-0,4 кВ не менее 50 мм². На проектируемой линии электропередач ВЛИ-0,4 кВ принят провод марки СИП-2А 3x70+1x70+1x16 мм². Ответвления от ВЛИ-0,4кВ к жилым домам осуществляется изолированным проводом СИП-2А 2x16 мм², в некоторых дачных домах предусмотрен 3-х фазный ввод и выполнен проводом СИП-2А 4x16 мм².

Вычислим падение напряжения по формуле [26]:

$$\Delta U = I \cdot \sqrt{3} (R \cdot \cos \varphi + \sin \varphi), \quad (2.8)$$

где I – расчетный ток нагрузки;

R – активное сопротивление провода:

$$R = (r_0 * L) / N_{\text{ц}} \quad (2.9)$$

X – реактивное сопротивление провода

$$X = (x_0 * L) / N_{\text{ц}}, \quad (2.10)$$

L – длина провода;

r_0 – удельное погонное активное сопротивление провода;

x_0 – удельное погонное реактивное сопротивление провода.

Исходя из выше указанных формул и табличных данных вычислим сопротивление провода для самого длинного участка СИП 3x95+1x95 и СИП 3x70+1x70 [8]:

1) ТП – Ам19/250

$$R_{70} = (0,321 * 0,7) / 1 = 0,0224 \text{ Ом};$$

$$X_{70} = (0,0762 * 0,7) / 1 = 0,0053 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0244 * 0,94 + 0,0053 * 0,455) = 3,814 \text{ В}.$$

Но т.к. падение напряжения выражаться в % соотношении, то вычислим по формуле:

$$\Delta U\% = \Delta U / U * 10^3 * 100\% \quad (2.11)$$

$$\Delta U\% = 3.814 / 0.4 * 10^3 * 100\% = 0.9 \% < 5\%.$$

Таким образом, условия по падению напряжения соответствует нормам.

Вычислим падения напряжения с использованием провода СИП-2А 3x95+1x95:

$$R_{95} = (0,443 * 0,31) / 1 = 0,0184 \text{ Ом};$$

$$X_{95} = (0,0785 * 0,31) / 1 = 0,0058 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0184 * 0,94 + 0,0058 * 0,455) = 2,327 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = 2.327 / 0.4 * 10^3 * 100\% = 0.581 \% < 5\%.$$

2) ТП – Ам20/250

$$R_{95} = (0,321 * 0,264) / 1 = 0,0195 \text{ Ом};$$

$$X_{95} = (0,0762 * 0,264) / 1 = 0,00187 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0195 * 0,94 + 0,00187 * 0,455) = 3,219 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = 3,219 / 0.4 * 10^3 * 100\% = 0.802 \% < 5\%.$$

Вычислим падения напряжения с использованием провода СИП-2А
3x70+1x70:

$$R_{70} = (0,443 * 0,664) / 1 = 0,0294 \text{ Ом};$$

$$X_{70} = (0,0785 * 0,664) / 1 = 0,0051 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0294 * 0,94 + 0,0051 * 0,455) = 3,652 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = 3,652 / 0.4 * 10^3 * 100\% = 0,913 \% < 5\%.$$

3) ТП – Ам21/400

$$R_{95} = (0,321 * 0,320) / 1 = 0,0102 \text{ Ом};$$

$$X_{95} = (0,0762 * 0,320) / 1 = 0,00419 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0102 * 0,94 + 0,00419 * 0,455) = 3,417 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = 3,417 / 0.4 * 10^3 * 100\% = 0,785 \% < 5\%.$$

Вычислим падения напряжения с использованием провода СИП-2А
3x70+1x70 [8]:

$$R_{70} = (0,443 * 0,580) / 1 = 0,0234 \text{ Ом};$$

$$X_{70} = (0,0785 * 0,580 / 1 = 0,0073 \text{ Ом};$$

$$\Delta U = 8,22 * 1,73 * (0,0294 * 0,94 + 0,0051 * 0,455) = 3,318 \text{ В};$$

$$\Delta U\% = 3,318 / 0,4 * 10^3 * 100\% = 1,231 \% < 5\%.$$

Техническое выполнения ответвления в дом продемонстрировано на рисунке 2.6.

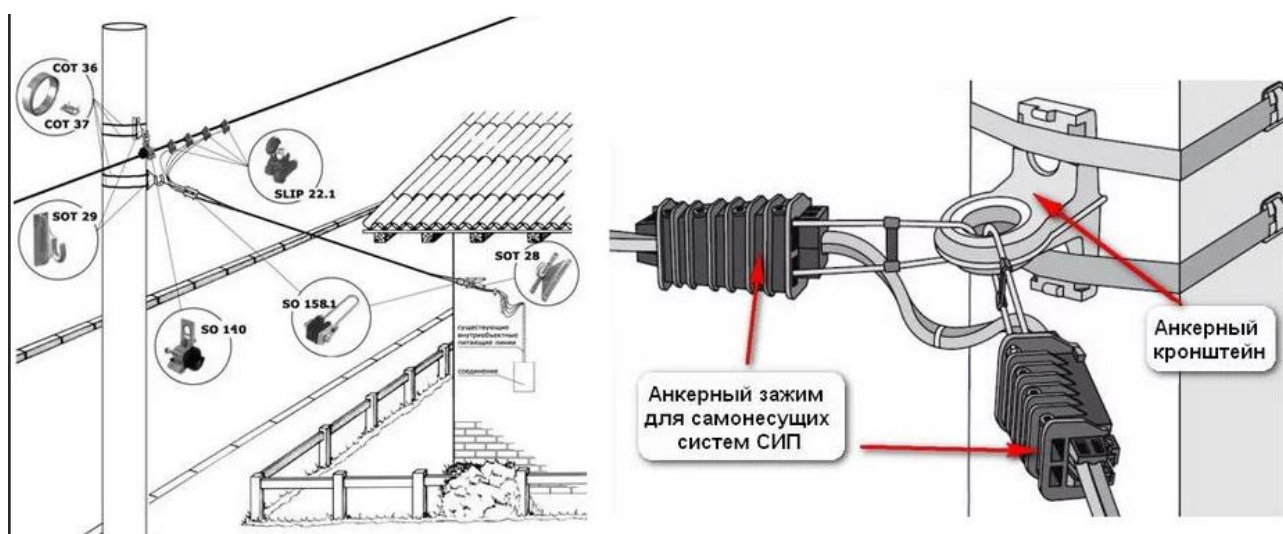


Рисунок 2.6 – демонстрация технологического присоединения ввода в дом от опоры, проводом СИП

Сечение принято с учетом минимально допустимых сечений по условиям механической прочности [25].

Рассчитаем плотность тока и сечения провода по формулам [17]:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{КТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (2.12)$$

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (2.13)$$

где $j_{\text{эк}}$ – нормированная плотность тока равная 1 А/мм².

Для ТП- Ам19

$$I_{\text{расч}} = \frac{210,8}{3 \cdot 0,4} = 175,48 \text{ А}; \quad F = \frac{175,48}{1,0} = 175,48 \text{ мм}^2.$$

Для ТП- Ам20

$$I_{\text{расч}} = \frac{214,84}{3 \cdot 0,4} = 179,03 \text{ А}; \quad F = \frac{179,03}{1,0} = 179,03 \text{ мм}^2.$$

Для ТП- Ам21

$$I_{\text{расч}} = \frac{173,51}{3 \cdot 0,4} = 173,51 \text{ А}; \quad F = \frac{173,51}{1,0} = 173,51 \text{ мм}^2.$$

Так как расчетные значения токов получились практически одинаковые, то для всех направлений выбираем следующие:

- в качестве магистрального провода принимаем к прокладке провод СИП 2 4x95+1x25 с допустимым допусаемым током равным 300 А;

- в качестве отпечённого провода принимаем к прокладке провод СИП 2 4x70+1x25 с допустимым допусаемым током равным 240 А.

Сравним, длительный допустимы ток провода с расчетным током [17]:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{дл.доп}} \quad (2.14)$$

Проектируемая структурная схема приведена на рисунке 2.7.

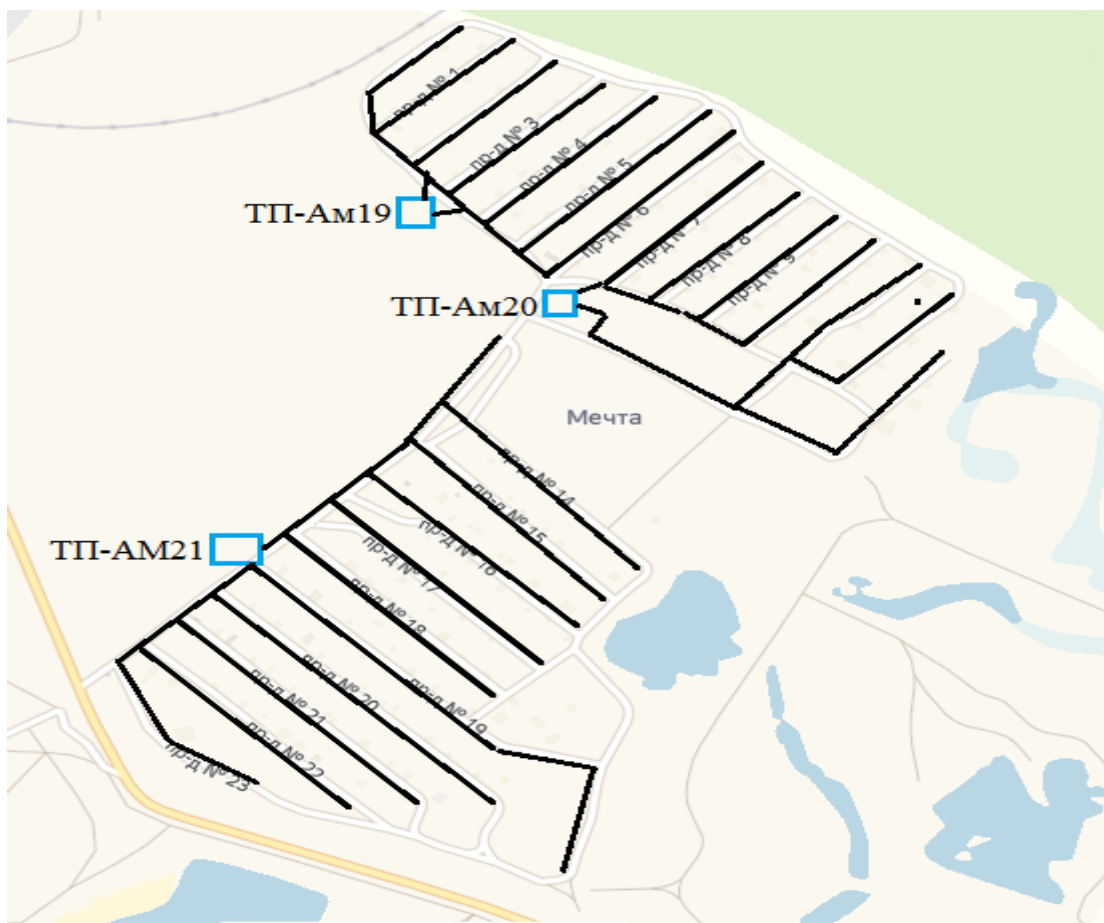


Рисунок 2.7 - Проектируемая структурная схема распределительной сети СНТ

2.2.4 Расчеты токов короткого замыкания

Для защиты электрооборудования от токов короткого замыкания, необходимо выбрать аппараты защиты, которые будут его ликвидировать. В свою очередь правильный выбор защиты электрооборудования зависит от точных расчетов, токов короткого замыкания, в определенной точки линии. При расчетах необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов линии при к.з. [19].

Параметры системы от ПС ГПП-10 «Аммиак» 110000/35/6:

ЭДС для системы $E''_{б,с} = 1,0$

Общая мощность $S_{\sigma} = 750$ кВА.

В данном разделе необходимо рассчитать:

- $I_{(3)к.маx}$ - максимальный ток трехфазного металлического к.з., на шинах трансформаторной подстанции, для выбора аппаратов защиты и проверки селективности их работы;

- $I_{(2)к.min}$ – минимальный ток двухфазного к.з., для проверки чувствительности защиты;

- $I_{(1)к.min}$ – минимальный ток к.з. однофазный, необходимо замерять в конце линии, для выбора системы защиты каждого подключаемого участка;

- $I_{(фаза-ноль)}$ – замеряться у каждого подключаемого участка, для выбора автоматов защиты цепей.

Выполним расчет сопротивления энергетической системы [19]:

$$X_{б.с.} = \frac{U_{1\%}}{100} * \frac{S_б}{S_{номТ1}} \quad (2.15)$$

$$X_{б.с.} = \frac{10}{100} * \frac{750}{10} = 7,5.$$

Вычислим сопротивление ТМГ – 250/6/0,4

$$X_{б.тр.} = \frac{U_{1\%}}{100} * \frac{S_б}{S_{номТ1}} = 112,5.$$

Вычислим сопротивление ТМГ – 400/6/0,4

$$X_{б.тр.} = \frac{U_{1\%}}{100} * \frac{S_б}{S_{номТ1}} = 112,5.$$

Определим общее сопротивление ЛЭП 6 – кВ до каждой ТП [25]:

$$X_{б.вл.} = X_{уд} * l * S_б / U_{ср}^2 \quad (2.16)$$

ТП – 1221/250:

$$X_{б.ВЛ1} = X_{уд} * 1 * S_{б} / U_{cp}^2 = 0,4 * 3 * 750 / 10,5^2 = 8,16;$$

ТП – 1220/250:

$$X_{б.ВЛ2} = X_{уд} * 1 * S_{б} / U_{cp}^2 = 0,4 * 4,5 * 750 / 10,5^2 = 8,46;$$

ТП – 1217/400:

$$X_{б.ВЛ3} = X_{уд} * 1 * S_{б} / U_{cp}^2 = 0,4 * 5 * 750 / 10,5^2 = 8,72;$$

Рассчитаем сопротивление ЛЭП по НН – 0,4 кВ [23]:

$$X_{б.НН} = X_{уд} * 1 * S_{б} / U_{cp}^2 = 0,08 * 6,7 * 750 / 0,4^2 = 17,51;$$

Рассчитаем токи короткого замыкания на стороне ВН ($I_{вн}$) в К1 [23]:

$$X_{б.рз1} = X_{б.с} + X_{б.ВЛ1} = 7,5 + 8,16 = 15,66;$$

$$X_{б.рз2} = X_{б.с} + X_{б.ВЛ2} = 7,5 + 8,46 = 15,96;$$

$$X_{б.рз3} = X_{б.с} + X_{б.ВЛ3} = 7,5 + 8,72 = 16,22.$$

Вычислим величину базисного тока [23]:

$$I_{б} = S_{б} / 1,73 * 10,5 \tag{2.17}$$

$$I_{б} = 750 / 1,73 * 10,5 = 41,29 \text{ кА}$$

Рассчитаем действующие значения периодической составляющей [19]:

$$I_{Н}^3 = E''_{б} / X_{б.рз} * I_{б} \tag{2.18}$$

$$I_{B1}^3 = E''_6 / X_{6,p13} * I_6 = 1/8, 16 * 41, 29 = 5, 06 \text{ кА};$$

$$I_{B2}^3 = E''_6 / X_{6,p32} * I_6 = 1/8, 46 * 41, 29 = 4, 88 \text{ кА};$$

$$I_{B3}^3 = E''_6 / X_{6,p33} * I_6 = 1/8, 72 * 41, 29 = 4, 73 \text{ кА};$$

Рассчитаем ударный ток короткого замыкания [23]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} * I_{H}^3 * k_{уд} \quad (2.19)$$

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * I_{H1}^3 * k_{уд} = 1,4 * 5,6 * 1,9 = 14,8 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * I_{H2}^3 * k_{уд} = 1,4 * 4,88 * 1,9 = 12,9 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} * I_{H3}^3 * k_{уд} = 1,4 * 4,73 * 1,9 = 12,58 \text{ кА};$$

Аналогичным образом рассчитаем ток короткого замыкания в токе К2 находящегося в ТП, для выбора аппарата защиты на стороне ВН.

Рассчитаем токи короткого замыкания на стороне ВН ($I_{вн}$) в К2 [19]:

$$X_{6,p31} = X_{6,c} + X_{6,ВЛ1} + X_{6,тр1} = 7,5 + 8,16 + 112,5 = 128,5;$$

$$X_{6,p32} = X_{6,c} + X_{6,ВЛ2} + X_{6,тр2} = 7,5 + 8,46 + 112,5 = 128,46;$$

$$X_{6,p33} = X_{6,c} + X_{6,ВЛ3} + X_{6,тр3} = 7,5 + 8,72 + 112,5 = 128,72.$$

Рассчитаем значение базисного тока со стороны НН-0,4 кВ [19]:

$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} * U_6 = 750 / 1,73 * 0,4 = 1083,81 \text{ кА}.$$

Вычислим начальное действующее значение периодической составляющей тока [19]:

$$I_{H1}^3 = E''_6 / X_{6,p13} * I_6 = 1/128,5 * 1083,81 = 8,43 \text{ кА};$$

$$I_{H2}^3 = E''_6 / X_{6,p32} * I_6 = 1/128,46 * 1083,81 = 8, 51 \text{ кА};$$

$$I_{H3}^3 = E''_6 / X_{6,p33} * I_6 = 1/128,72 * 1083,81 = 8, 86 \text{ кА};$$

Рассчитаем ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} * I_{Н1} * k_{уд} = 1,4 * 8,43 * 1,8 = 21,24 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} * I_{Н2} * k_{уд} = 1,4 * 8,51 * 1,8 = 21,44 \text{ кА};$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} * I_{Н3} * k_{уд} = 1,4 * 8,86 * 1,8 = 22,32 \text{ кА};$$

Рассчитаем максимальный ток, трансформатора и воздушной линии [8]

$$I_{max} = \frac{1.4 * S_{НОМ}}{\sqrt{3} * U_{НОМ}} \quad (2.20)$$

$$I_{max T_{p1}} = \frac{1.4 * 250}{\sqrt{3} * 10,5} = 20,23 \text{ А};$$

$$I_{max T_{p2}} = \frac{1.4 * 250}{\sqrt{3} * 0,4} = 507,25 \text{ А};$$

$$I_{max T_{p3}} = \frac{1.4 * 400}{\sqrt{3} * 10,5} = 32,36 \text{ А}.$$

Для проведения необходимых расчетов составим таблицу 2.6 исходных данных.

Таблица 2.6 – Параметры ВЛ – 10/0,4 кВ для расчета токов к.з.

№	Наименование электроустановки	Полная мощность трансформатора, кВА	Протяженность ВЛ-10 кВ, м.	Протяженность ВЛ-0,4 кВ, м.
1	От системы ПС «Совхозная»	10 000	1000	_____
2	КТП – Ам19	250	1400	700
3	КТП – Ам20	250	1600	650
4	КТП – Ам21	400	1800	750

Для расчета токов к.з. на линии необходимо знать параметры силовых трансформаторов и воздушной линии электропередач. При выборе силового трансформатора необходимо знать потребляемую мощность, рассчитанную на данном объекте.

Ранее при проектировании электроснабжения СНТ, выбрали именно три последовательно трансформаторных подстанции, установленных последовательно по ВЛ-10 кВ по магистральной схеме (таблица 2.7), т.е. всю выделенную мощность на дачный массив распределили равномерно согласно потребляемой нагрузке на каждом участке линии. В противоположном выборе привело бы недопустимому снижению напряжения на конце линии.

Таблица 2.7 – Электротехнические параметры силовых трансформаторов ТМГ-250 и ТМГ – 400

Тип электрооборудования	S н.тр кВА	Uном. ВН кВ	Uном. НН кВ	uk, %	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт	Iх, %	Схема и группа соединения
ТМГ - 250/6/0,4	250	10	0,4	4,5	4,15	0,8	2,3	Д/Ун-11
ТМГ – 400/6/0,4	400	10	0,4	4,5	5,6	1	2,1	Д/Ун-11

Зная расчетные величины и параметры оборудования, находим сопротивление электрических элементов схемы:

Условимся что, $E''_{б,с} = 1$, $S_{б} = 1000$ МВА.

Вычислим сопротивление силового трансформатора ТМГ – 250 [5]:

$$X_{б,с} = \frac{Uk_{1,\%}}{100} * \frac{S_{б}}{S_{номТ1}}, \quad (2.21)$$

$$X_{б,с} = \frac{4,5}{100} * \frac{1000}{0,4} = 112,5.$$

Вычислим сопротивление силового трансформатора ТМГ-400 [5]:

$$X_{б,с} = \frac{Uk_{1,\%}}{100} * \frac{S_{б}}{S_{номТ2}}, \quad (2.22)$$

$$X_{б,с} = \frac{4,5}{100} * \frac{1000}{0,4} = 112,5.$$

Зная сопротивления трансформаторов, вычислим сопротивление воздушных линий электропередач по высокой стороне 10 кВ, примем $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии [15]:

$$X_{б,вл1} = X_{уд} * l_1 * \frac{S_б}{U^2_{ср1}}. \quad (2.23)$$

1. КТП – АМ19/250

$$X_{б,вл1} = X_{уд} * l_1 * \frac{S_б}{U^2_{ср1}} = 0,4 * 1,4 * \frac{1000}{10^2} = 5,6;$$

2. КТП – АМ20/250

$$X_{б,вл1} = X_{уд} * l_2 * \frac{S_б}{U^2_{ср1}} = 0,4 * 1,6 * \frac{1000}{10^2} = 6,4;$$

3. КТП – АМ21/400

$$X_{б,вл1} = X_{уд} * l_3 * \frac{S_б}{U^2_{ср1}} = 0,4 * 1,8 * \frac{1000}{10^2} = 7,2.$$

Для ВЛ-0,4 кВ выполним расчеты токов короткого замыкания, используя программу проектировщиков EIProtect v.1.0, с использованием однолинейной схемой, составленной этой же программой [16].

Комплексный расчет токов короткого замыкания выполнены с помощью компьютерной программы с использованием справочных таблиц и графиков. На рисунке 2.11. показаны места токов к.з. для вычислений.

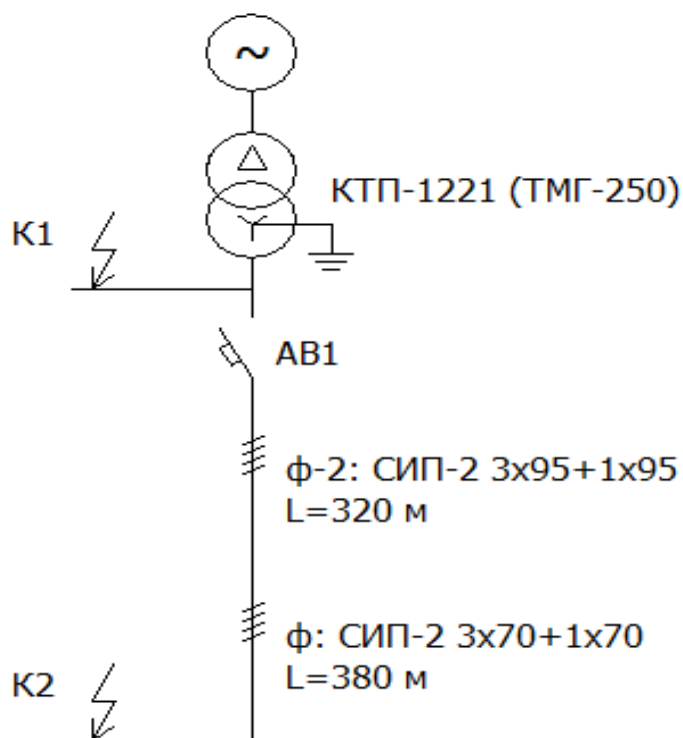


Рисунок 2.8 – Однолинейная схема линии электропередач трансформаторной подстанции СНТ

Результат вычислений токов короткого замыкания каждого трансформаторной подстанции и каждого фидера занесем в таблицы 2.8-2.10. Таблица 2.8 – Результат расчета токов короткого замыкания трансформаторной подстанции КТП – Ам19/250

Фидера	Точка	$I^{(3)}$ макс, А	$I^{(3)}$ мин, А	$I^{(2)}$ макс, А	$I^{(2)}$ мин, А	$I^{(1)}$ макс, А	$I^{(1)}$ мин, А	I_{at} , макс, А	$I_{уд}$, макс, А
Ф-1	К1	8118	6280	7030	5439	8096	6355	6112	15084
	К2	1149	1072	995	928	574	553	9	1658
Ф-2	К3	789	752	683	651	387	377	5	1116

Таблица 2.9 – Результат расчета токов короткого замыкания трансформаторной подстанции КТП - Ам20/250

Фидера	Точка	$I^{(3)}$ макс, А	$I^{(3)}$ мин, А	$I^{(2)}$ макс, А	$I^{(2)}$ мин, А	$I^{(1)}$ макс, А	$I^{(1)}$ мин, А	I_{at} , макс, А	$I_{уд}$, макс, А
Ф-1	К1	8118	6280	7030	5439	8096	6355	6112	15084
	К2	876	830	759	719	432	420	4	1264
Ф-2	К3	795	757	688	656	390	380	4	1147

Таблица 2.10 – Результат расчета токов короткого замыкания трансформаторной подстанции КТП – Ам21/400

Фидера	Точка	$I^{(3)}$ макс, А	$I^{(3)}$ мин, А	$I^{(2)}$ макс, А	$I^{(2)}$ мин, А	$I^{(1)}$ макс, А	$I^{(1)}$ мин, А	I_{at} , макс, А	$I_{уд}$, макс, А
Ф-1	К1	8118	6280	7030	5439	8096	6355	6112	15084
	К2	900	852	779	738	436	425	2	1298
Ф-2	К3	802	764	695	662	387	378	2	1157

Расчет сопротивления петли «фаза-ноль» на ВЛ-0,4 кВ [27]

Проектируемые трансформаторные подстанций на стороне 0,4 кВ, защита участка сети, выполняется автоматическими выключателями, которые срабатывают на токи коротких замыканий и используются как основной элемент защиты на стороне НН, тем самым оберегая электроустановку от аварийной работы.

Вычисление тока короткого замыкания, а также полного сопротивления петли «фаза-ноль», зависит от следующих показаний:

- сечение питающего провода или кабельной линии и их контактных соединений;
- электрическая проводимость нулевого и фазного провода.

Данные расчеты выполняться в процессе проектировки рассматриваемого объекта, учитывая заявленную мощность питающих элементов, подключенных к электрической сети.

Для расчета полного сопротивления петли «фаза-ноль» возьмем параметры провода СИП 4x70+1x25 [14], указанное в таблице 2.11.

Таблица 2.11 - Полное удельное сопротивление жил провода СИП петли «фаза-ноль»

№ поз.	Сечение фазного, нулевого провода, мм ²	Значение $Z_{п.уд.}$, мОм/м
1	70+70	1,1
2	95+95	0,77
3	25	2,94

Вычисляем петлю «фаза-ноль» для каждого кабеля на фидере:

Для линий ВЛИ полное сопротивление петли «фаза-ноль» до самого удалённого потребителя определяется из соотношений [21]:

$$Z_{п} = z_{п.уд.95} \cdot L_{л95} + z_{п.уд.70} \cdot L_{л70} , \quad (2.24)$$

где $z_{п}$ – удельные активное и индуктивное сопротивление, мОм;

$L_{л}$ – протяжённость линии, м.

Для КТП- Ам19

$$\Phi-1: L1- 430 \text{ м} \quad Z_{п1} = 0,77 \cdot 420 = 327,4 \text{ мОм} \cdot \text{м}$$

$$\Phi-2: L2- 700 \text{ м} \quad Z_{п2} = 0,77 \cdot 390 + 1,1 \cdot 310 = 641 \text{ мОм} \cdot \text{м}$$

$$\Phi-3_{yo}: L3-700 \text{ м} \quad Z_{п,yo} = 2,94 \cdot 700 = 2058 \text{ мОм} \cdot \text{м}$$

Для ТП- Ам20

$$\Phi-1: L1- 540 \text{ м} \quad Z_{п1} = 0,77 \cdot 540 = 415 \text{ мОм} \cdot \text{м}$$

$$\Phi-2: L2- 664 \text{ м} \quad Z_{п2} = 0,77 \cdot 400 + 1,1 \cdot 264 = 598 \text{ мОм} \cdot \text{м}$$

$$\Phi\text{-}3_{\text{yo}}: \text{L3- } 664 \text{ м} \quad Z_{\text{п,yo}} = 2,94 \cdot 664 = 1952 \text{ мОм}\cdot\text{м}$$

Для ТП- Ам21

$$\Phi\text{-}1: \text{L1- } 500 \text{ м} \quad Z_{\text{п1}} = 0,77 \cdot 500 = 385 \text{ мОм}\cdot\text{м}$$

$$\Phi\text{-}2: \text{L2- } 680 \text{ м} \quad Z_{\text{п2}} = 0,77 \cdot 360 + 1,1 \cdot 320 = 629 \text{ мОм}\cdot\text{м}$$

$$\Phi\text{-}3_{\text{yo}}: \text{L3- } 680 \text{ м} \quad Z_{\text{п,yo}} = 2,94 \cdot 680 = 1999 \text{ мОм}\cdot\text{м}$$

Расчет падения напряжения на ВЛ

Потери напряжения на дачном массиве –это величина равная разности между установившимися значениями действующего напряжения, измеренными в двух точках на рассматриваемой линии согласно: ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [3].

На низкой стороне трансформатора напряжение 0,4 кВ (ПУЭ п. 1.2.23 [1]), 105% от номинального напряжения электрической сети 0,38кВ. По существу, от шин КТП до ЭП потери напряжения в нормальном режиме 5% - среднее значение в пределах 4-6% что удовлетворяет требованиям ГОСТ 32144-2013 [3], ВСН 59-88 (п. 5.23), ПУЭ (п. 6.1.16) [1].

Расчет проведем для каждой линии отдельно по формуле и занесем в таблицу 2.12.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{\text{рас}} \cdot (R \cdot \cos(\varphi) + X \cdot \sin(\varphi)) \cdot L, \quad (2.25)$$

где ΔU – значения потерь,

$I_{\text{рас}}$ – расчетный ток,

R - активное сопротивление кабеля,

X – реактивное сопротивление кабеля,

φ – коэффициент мощности нагрузки,

L – длина линии.

Таблица 2.12 – Таблица расчетных данных

№ КТП	№ Ф	Spac кВА	Ipac А	L ВЛ(0,4) м	R 70 мОм/м	X 70 мОм/м	R 90 мОм/м	X90 мОм/м	ΔU ВЛ (0,4) %
Ам19	1	87	165	410	0.443	0.078	0,32	0,076	3,29
	2	112	213	700					6,62
	3	3.2	6,1	700					0,7
Ам20	1	107	203	550	0.443	0.078	0,32	0,076	6,3
	2	107	203	650					6,8
	3	3.6	6.8	650					0,8
Ам21	1	120	228	540	0.443	0.078	0,32	0,076	7,2
	2	78	148	750					5,76
	3	4	7,5	750					0,8

Проведем расчеты токов к.з. трансформаторных подстанций со стороны ВН и НН: пример берем КТП-Ам20:

- рабочий ток силового трансформатора на стороне 0,4кВ [18]

$$I_{н.тр.0,4} = \frac{S_{КТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (2.26)$$

$$I_{н.тр.0,4} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 361 \text{ А}$$

- рабочий ток силового трансформатора на стороне 10 кВ

$$I_{н.тр.10} = I_{н.тр.0,4} \frac{U_H}{U_B} \quad (2.27)$$

$$I_{н.тр.0,4} = 361 \frac{0,4}{10} = 14,4 \text{ А}$$

- ток трёхфазного к.з. на шинах 0,4 кВ [26]

$$I_{(3)к.ш.0,4} = \frac{100}{U_k} * I_{н.тр.0,4} \quad (2.28)$$

$$I_{(3)к.ш.0,4} = \frac{100}{4,5} * 361 = 8073,2 \text{ А}$$

- ток трёхфазного к.з на шинах 0,4 кВ приведенный к стороне ВН [18]

$$I_{3 \text{ к.ш}10} = I_{(3)\text{к.ш.}0,4} \frac{U_{\text{Н}}}{U_{\text{В}}} \quad (2.29)$$

$$I_{3 \text{ к.ш}10} = 8 \frac{0,4}{10} = 320 \text{ А}$$

- ударный ток к.з. для проверки автомата на динамическую устойчивость [26]

$$i_{(3)y} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{(3)\text{к.ш.}0,4}, \quad (2.30)$$

где k_y – ударный коэффициент, расчетного активного и индуктивного сопротивлений, для провода СИП 4x70 $k_y=1,11$

$$i_{(3)y} = \sqrt{2} * 1.11 * 8022 = 12822 \text{ А}$$

- ток двухфазного к.з. в месте установке автомата

$$I_{(2)к} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{(3)к0,4} \quad (2.31)$$

$$I_{(2)к} = \frac{\sqrt{3}}{2} * 8022 = 5495 \text{ А}$$

Таблица 2.13 - Расчетные данные токов к.з. на линиях 0,4 кВ

№ КТП	№ Ф	S _{н.тр} кВА	I _{н.тр.} 0,4 кВ	I _{н.тр.} 10 кВ	S _{рас.} кВА	I _{рас.} А	I _{(3)к.} 0,4 А	I _{(3)к.} 10 А	i _{(3)y} А	I _{(2)к.} 0,4 А	Z _{тр} Ом	Z _{л.} Ом	I _{(1)к} А
Ам19	1	250	361	14,4	87	165	8022	320	12822	5495	0.3	0.42	670
	2				112	213						0.6	351
	3				3.2	6,1						1.9	111
Ам20	1	250	361	14,4	107	203	8022	320	12822	5495	0.3	0.33	534
	2				107	203						0.64	375
	3				3.6	6.8						2.1	117
Ам21	1	400	580	23,1	120	228	1284 4	514	13504	1111 0	0.18	0.38	552
	2				78	148						0.63	348
	3				4	7,5						1.9	113

2.3 Комплексный расчет трансформаторных подстанций

Основным элементом комплектных трансформаторных подстанций является силовой трехфазный трансформатор. Для его нормальной работы необходимо выбрать оптимальную систему защиты, которая сохраняет нормальный режим работы всего электроустановки и подключенной к ней воздушные линии электропередач.

Силовой трансформатор рассчитывается по следующим данным:

P_T – суммарная активная мощность равная 250 кВА;

Q_T – реактивная составляющая равная $P_T \cdot \operatorname{tg}\varphi = 250 \cdot 0.29 = 72.5$ квар;

S_T – полная мощность равная 283 кВА

Мощность трансформатора подберем по следующей формуле:

$$S_T = 0.7 \cdot S_{\Sigma}. \quad (2.32)$$

Для того чтобы трансформатор обеспечивал достаточной электроэнергией, его мощность должна превышать следующих значений:

Для ТП- Ам19

$$S_T = 0.7 \cdot 173,58 = 121,5 \text{ кВА}$$

Для ТП- Ам20

$$S_T = 0.7 \cdot 214,84 = 150,39 \text{ кВА}$$

Для ТП- Ам21

$$S_T = 0.7 \cdot 210,8 = 147,56 \text{ кВА}$$

Расчетная мощность трансформатора должна быть не меньше полной расчетной нагрузки на стороне ВН:

$$S_T \geq S_{M\text{ВН}} \quad (2.33)$$

Дачный массив является III категорией надежности. И для обеспечения массива электроэнергией достаточно поставить один силовой трансформатор. Выбираем трансформатор ТМГ 250/10/0,4 – У1.

Загруженность трансформаторов определим по данной формуле [21]:

$$K_3 = \frac{S_{\text{НН}}}{S_T}, \quad (2.34)$$

где $S_{\text{НН}}$ – максимальная полная нагрузка на НН, кВА;

S_T – номинальная мощность трансформатора, кВА;

K_3 – коэффициент загрузки трансформатора.

Для ТП- Ам19

$$K_3 = \frac{210,58}{250} = 0,84$$

Для ТП- Ам20

$$K_3 = \frac{214,84}{250} = 0,86$$

Для ТП- Ам21

$$K_3 = \frac{173,51}{400} = 0,69$$

По результатам расчета получается, что загруженность трансформатора составляет в диапазоне 0,69-0,86, а из этого можно сделать вывод, что трансформатор будет функционировать отлично. Так как выполняются нормы, предусмотренные ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» [4].

С учетом полученных расчетов по загруженности трансформаторных подстанций, принимаем решение по установке силового трансформатора мощностью на 250 кВА.

Подключение комплексной трансформаторной подстанции к линии электропередач 6 кВ выполнить, через линейный разъединитель, установленный на опоре Ам 3614/4, соединение от трансформаторной подстанции до линейного разъединителя выполнено проводом СИП-3 1х95. Устанавливается КТП на железобетонные блоки, положенные на песчаные основания. Высота установки КТП над уровнем земли должна быть не менее 1,8 м, а расстояние от земли до высоковольтного ввода – не менее 4,5 м.

Для обслуживания КТП устанавливается дополнительная площадка высотой 0,5-0,7 м. с достаточной шириной для безопасного выполнения технического обслуживания электроустановки. На рисунке 2.12 показано подключение трансформаторной подстанции к ВЛ-6 кВ через линейный разъединитель.

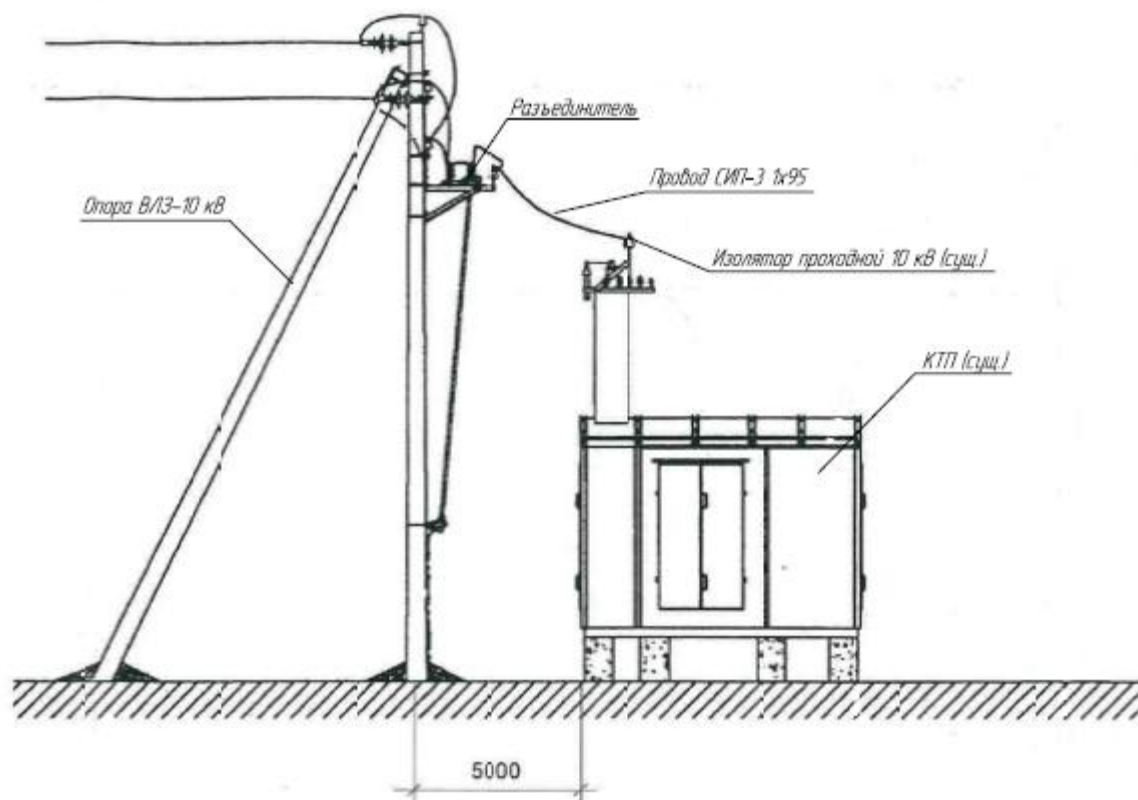


Рисунок 2.9 – Подключение трансформаторной подстанции к ВЛ-10 кВ

Трансформаторная подстанция устанавливается таким образом, чтобы была возможность без особых усилий выполнять оперативные переключения в электроустановки с использованием средств защиты. В распределительном устройстве – 0,4 кВ выполняется в соответствии составленным проектом, согласно требованиям СП 31-110-2003 [11] и ПУЭ [1]. При установке комплектной трансформаторной подстанции, должны быть предусмотрены ремонтные площадки, для оперативного обслуживания и ремонтно-восстановительных работ.

Таблица 2.14 – Электротехнические параметры силового трансформатора [15]

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность силового трансформатора, кВА	250
напряжение на стороне ВН, кВ	10,0
наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	12,0
напряжение на стороне НН, кВ	0,4
рабочее напряжение на стороне НН, кВ	0,48
ток сборных шин устройства ввода со стороны ВН, А	1000
ток сборных шин устройства ввода со стороны НН, А	4000
Частота переменного тока, Гц	50
Ток электродинамической стойкости (на стороне ВН), кА	51
Ток термической стойкости в течение 1 с, (на стороне ВН), кА	20
Ток электродинамической стойкости (на стороне НН), кА	150
Ток термической стойкости в течение 1 с, (на стороне НН), кА	60
Климатическое исполнение и категория размещения	УХЛ 1

Параметры силового трансформатора необходимы для правильного выбора системы защиты не только силовой установки, но и питающий дачный массив воздушной линии. От правильного выбора автоматических выключателей зависит, работоспособность электрооборудования. Одна из основных задач автоматики является правильный выбор с учетом вычислений токов короткого замыкания и надежности её срабатывания. Защита трансформаторных подстанций зависит от правильного выполнения комплексных мероприятий, выполненных в процессе проектирования объекта. В дальнейшем правильный выбор защиты зависит от дальнейшей работы электроустановок.

2.3.1 Выбор устройств защиты в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций

Пример сборки РУ-0,4 кВ представлен на однолинейной схеме (рисунок 2.10) с указанием всех установленных коммутационных аппаратов, трансформаторов тока и схемой присоединения к ВЛ-10 кВ, через линейный разъединитель и защиты от перенапряжения.

Выбираем автоматические выключатели по следующим условиям:

- Соответствие номинального напряжения сети и автомата $U_{a.ном.} > U_{с.};$
- Отстройка номинального тока теплового расцепителя от максимального расчетного тока линии ($K_{н}=1,1...1,3$ – коэффициент надежности) [8]:

$$I_{т.р.ном} > K_{н} I_{рас.};$$

(2.35)

По предельно допустимому току отключения автомата [8]:

$$I_{a.пр} > I(3)_{к0,4};$$

(2.36)

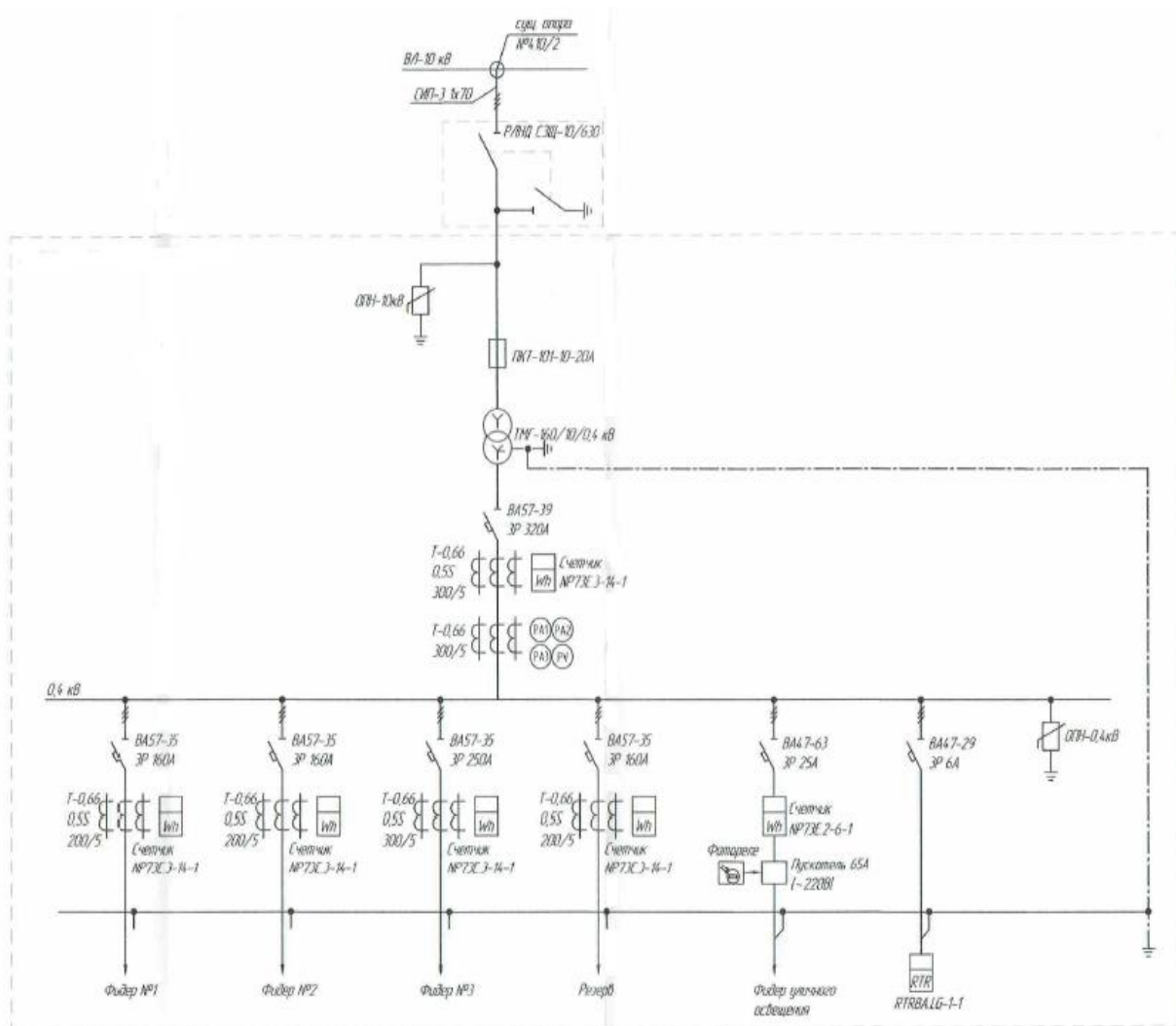


Рисунок 2.10 – Однолинейная схема комплектной трансформаторной подстанции

- Обеспечение селективности работы отсечки (по току срабатывания отсечки $I_{с.о.}$ и току уставки $I_{э.р.у.}$ срабатывания электромагнитного расцепителя)

$$I_{с.о.} = 1,25 I_{расч}, \quad I_{э.р.у.} \geq I_{с.о.} [8] ; \quad (2.37)$$

- коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.о} = \frac{I_{к(2)}}{I_{э.р.у}} \geq 1,1 [8]; \quad (2.38)$$

- коэффициент чувствительности теплового расцепителя

$$K_{ч.о} = \frac{I_{к(1)}}{I_{тр.ном}} \geq 3 \quad (2.39)$$

При выборе автоматических выключателей необходимо учитывать времятоковые характеристики защитного элемента, где наглядно показано время его срабатывания при превышении токовых нагрузок.

Основные части автоматического выключателя состоят из электромагнитного расцепителя и теплового расцепителя, обеспечивающие защиту электроаппаратуры.

Пример времятоковой характеристики продемонстрирован на рисунке 2.11.

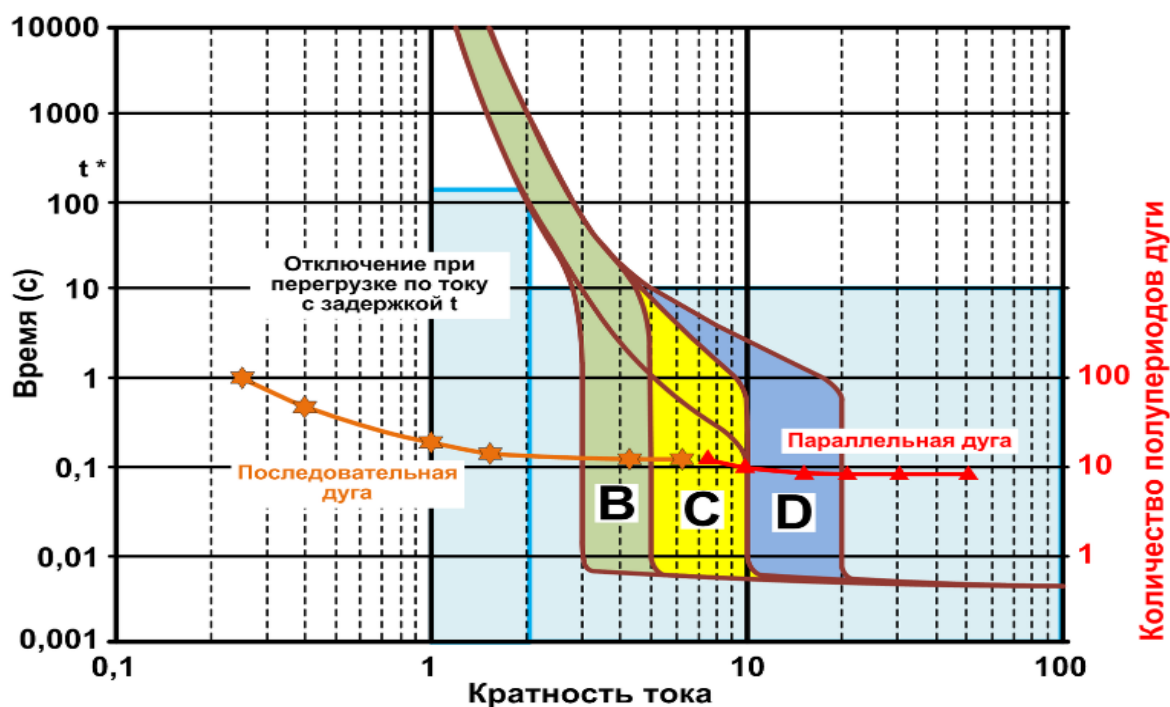


Рисунок 2.11 – Времятоковые характеристики автоматических выключателей

Выбираем автоматические выключатели на каждую из рассмотренных линий и вносим данные в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Автоматические выключатели и их характеристики

№ КТП	№ Ф	Ирас. А	Тип автомата	Уном.р. В	Іа.ном А	Іэ.р.у кА	tчес.	Іа.пр кА
Ам19	1	165	DPX 250	250-500	250	50	0.03	75
	2	213	DPX 250	250-500	250	50	0.03	75
	3	6,1	S260-C10	230	10	5.4	0.04	6000
Ам20	1	203	DPX 250	250-500	250	50	0.03	75
	2	203	DPX 250	250-500	250	50	0.03	75
	3	6,8	S260-C10	230	10	5.4	0.04	6000
Ам21	1	228	DPX 250	250-500	250	50	0.03	75
	2	148	DPX 160	250-500	160	36	0.03	75
	3	7,5	S260-C10	230	10	5.4	0.04	6000

2.3.2 Расчет и выбор защитной аппаратуры в РУ-6 кВ

Для оптимальной защиты силового трансформатора от перегрузок и токов к.з. на стороне 10 кВ предлагается установить плавкие предохранители ПКТ – 10. Плавкие предохранители выбираются по следующим параметрам:

Номинальный ток плавкой ставки выбирают по отстройке от бросков тока намагничивания:

$$I_{н.пв.} \geq 2I_{н.тр10}. \quad (2.40)$$

Для трансформатора S=250 кВА будет составлять - 31,5 А; для S=400 кВА составляет - 50 А.

Время плавления вставки – обеспечивает селективность предохранителей по 10кВ с автоматическими выключателями отходящих линий 0,4 кВ [2]:

$$t_{п.в.} \geq \frac{t_{с.з.} + \Delta t}{K_{п}} = 0,49, \quad (2.41)$$

где $t_{п.в.}$ – время плавления вставки,
 $K_{п} = 0,9$ – коэффициент приведения,
 $t_{с.з.}$ – полное время срабатывания, если при к.з. за автоматом последует его отключение,

Δt – степень селективности;

условия обеспечения защиты трансформатора:

$$t_{п.в.} \leq t_k \leq 5с,$$

где $t_k = 900/k^2$ – время протекания тока к.з. по условию термической стойкости.

По нашим условиям установившийся ток к.з. к номинальному току трансформатора:

$$k = \frac{S_{тр}}{U_k} = \frac{250}{4,5} = 55,5 ; \quad \text{следует } t_k = \frac{900}{55,5^2} = 0,29,$$

(2.42)

то есть выбранная плавкая ставка подобрано верно и обеспечивает безопасность силового трансформатора.

Защита от перенапряжений

Для защиты сетей от коммутационных и атмосферных явлений, применяются вентильные стационарные разрядники типа РВО-10 и ограничители перенапряжений (ОПН) в сетях переменного тока.

В настоящее время происходит замена разрядников на более современный тип защиты нелинейные ограничители перенапряжений, которые имеют ряд преимущественных характеристик по сравнению с вентильными разрядниками, указанные в таблице 2.16.

Ссылаясь на выше упомянутые преимущества, на электрооборудовании установленные в дачном массиве, целесообразно выбрать ОПН10 на высокой стороне и ОПН0,4 на низкой стороне КТП.

Таблица 2.16 – Преимущества ограничителей перенапряжений ОПН перед разрядниками РВО [23]

Преимущества ограничителей перенапряжений ОПН	Недостатки РВО от ОПН
<ul style="list-style-type: none"> •ограниченное количество срабатываний; •большая масса; •хрупкость; •низкая нелинейность вольтамперной характеристики; •снижение срабатывания напряжения в следствии загрязнения; •при выгорании искрового промежутка изменяется характеристика устройства; •сложность конструкции 	<ul style="list-style-type: none"> • высокая нелинейность вольтамперной характеристики (приспособлен для широкого спектра перенапряжений) • постоянство заданных параметров независимо от количества срабатываний; • простота конструкции; • малая масса; • небольшие габариты; • отсутствие искрового промежутка; • абсолютная герметичность; • более высокая, чем у РВО стойкость к механическим нагрузкам

Определение потерь мощности в силовом трансформаторе

При расчете потерь мощности силовых трансформаторах будем использовать на примере трансформаторах, используемых в исследуемом дачном массиве., т.е. мощностью 250 и 400 кВА.

Расчетные параметры:

- трансформатор ТМГ – 400 кВА/10/0,4
- $U_{тр.н} = 0,4$ кВ
- $I_{тр.н} = 616,4$ А

$$- \Delta P_{xx} = 0,84 \text{ кВт}$$

$$- \Delta P_{к.х.} = 4,5 \text{ кВт}$$

$$- W_{тр} = 2683837,54 \text{ кВт*ч (потери электроэнергии в трансформаторе).}$$

Рассчитаем относительную величину потерь электроэнергии в силовом трансформаторе [25]:

$$\Delta W_{тр} = \Delta P_{xx} * t + \Delta P_{к.х.} * T_{птр} * K_{з.тр.}^2 = 31622,55 \text{ ч.}, \quad (2.43)$$

где t – количество рабочих часов за расчетный период, 9320 ч.;

T – количество часов при максимальной нагрузке;

$K_{з.тр.}$ – коэффициент загрузки трансформатора, в период годового максимума.

$T_{птр.}$ – время максимальных потерь, ч.

$$T = W_{тр} / (\sqrt{3} * U_{тр.н} * I_{тр.н}) = 6292,11 \text{ ч.} \quad (2.44)$$

$$T_{птр} = \left(0,124 + \frac{T}{10000} \right)^2 * t = 5287,5 \text{ ч.} \quad (2.45)$$

$$\Delta W_{тр}\% = \frac{\Delta W_{тр} * 100\%}{W_{тр}} = 1,17\%. \quad (2.46)$$

2.4 Расчет заземляющих устройств на КТП

Согласно ПУЭ [1], заземлению подлежат корпус аппаратуры, выполненный из металла, а также другие металлические соединения распределительных устройств, которые в результате к.з на землю, могут оказаться под напряжением вследствие износа изоляции или прямого контакте к металлической части.

На ВЛИ 0,4 кВ заземляться первая и последняя анкерные концевые опоры. Повторные заземления осуществляются через каждые 100м. Для концевых опор, имеющих ответвления к вводам расстояние до соседнего заземления должно быть более 50м. Сопротивление заземления опор ВЛИ 0,4кВ должно быть не менее 30 Ом. Заземляющая шина, выполненная согласно нормативным требованиям, обеспечивает восстановление трансформаторной подстанции с разными сбоями и повышает работоспособность электроустановки в целом, а также обеспечивает защиту обслуживающий персонал в случае случайного пробоя на корпус.

При допустимой норме удельного сопротивления земли $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ правилами допускается увеличивать указанные нормы в 0,01 раз, не больше десятикратного (ПУЭ п.1.7.101 [1]).

Рассчитаем сопротивления заземляющих устройств [6]:

Расчетные данные:

- $R_3 = 40 \text{ Ом}$, $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

- заземлители: стержни диаметром 12 мм и длиной 5,0 (12 шт.), соединённые по корпусу стальной полосой 40*4 расстоянием 5,0 м. между стержнями.

Расчетные данные:

- стержень стальной: $d = 12 \text{ мм}$,

- длина стержня: $l = 5 \text{ мм}$;

- сопротивление растекания: $R_{\text{рас}} = 0,00228 * \rho = 22,8 \text{ Ом}$

- коэффициент промерзания грунта $k_{\text{пр.}} = 1,5$ (согласно местной климатической зоне).

- сопротивления одной единицы металлического изделия $R_{\text{уг.}} = 34,2 \text{ Ом}$

При монтаже заземляющего устройства металлические стержни закрепляем по периметру КТП, соблюдая расстояние 5 м между ними.

- коэффициент экранирования $k_{\text{эк.}} = 0,64 \Rightarrow$ сопротивление одного стержня в контуре с учетом установленных 12 шт. стержней:

$R_{\text{стр.}} = 34,2 / 0,68 = 50,29 \text{ Ом}$,

Вычислим сопротивление металлической полосы:

$$R_{\text{пл.}} = 2 * \rho / L = 2 * 10000 / 6000 = 3,33 \text{ Ом} \quad (2.47)$$

- коэффициент промерзания грунта примем $k_{\text{зр.}} = 3,5$

- коэффициент экранирования принимаем $k_{\text{эк.}} = 0,4$

При выбранных условиях вычислим сопротивление заземляющей полосы:

$$R_{\text{пол.}} = 3,33 * 3,5 / 0,4 = 29,14 \text{ Ом}$$

Заземляющие стержни и полоса выполнены по схеме, как два параллельно соединенных сопротивления. Их общее сопротивление R_3 , определяется из уравнения:

$$\frac{1}{R_3} = \frac{1}{R_{\text{ст}}} + \frac{1}{R_{\text{п}}}, \text{ Ом}, \quad (2.48)$$

где $R_{\text{ст}}$ – общее сопротивление всех стержней;

$R_{\text{п}}$ – сопротивление полосы.

Следует, что общее сопротивление уголков должно быть равно:

$$R_3 = \frac{R_{\text{ст}} * R_{\text{п}}}{R_{\text{ст}} + R_{\text{п}}} = \frac{4,19 * 29,14}{4,19 + 29,14} = 3,66 \text{ Ом.}$$

То есть сопротивление контура заземления КТП, состоящего из 12 стальных стержней, соединенных стальной полосой длиной 60 м, будет равно:

$$R_3 = 3,66 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}, \text{ следовательно, контур рассчитан верно.}$$

При монтаже заземляющего устройства необходимо подготовить необходимый материал и вырыть котлован согласно проектируемой схемы

заземляющего устройства. В землю по периметру будущей КТП забиваются металлические электроды диаметром 12 мм и соединяются между собой стальной полосой 40x4 мм (рисунок 2.12).

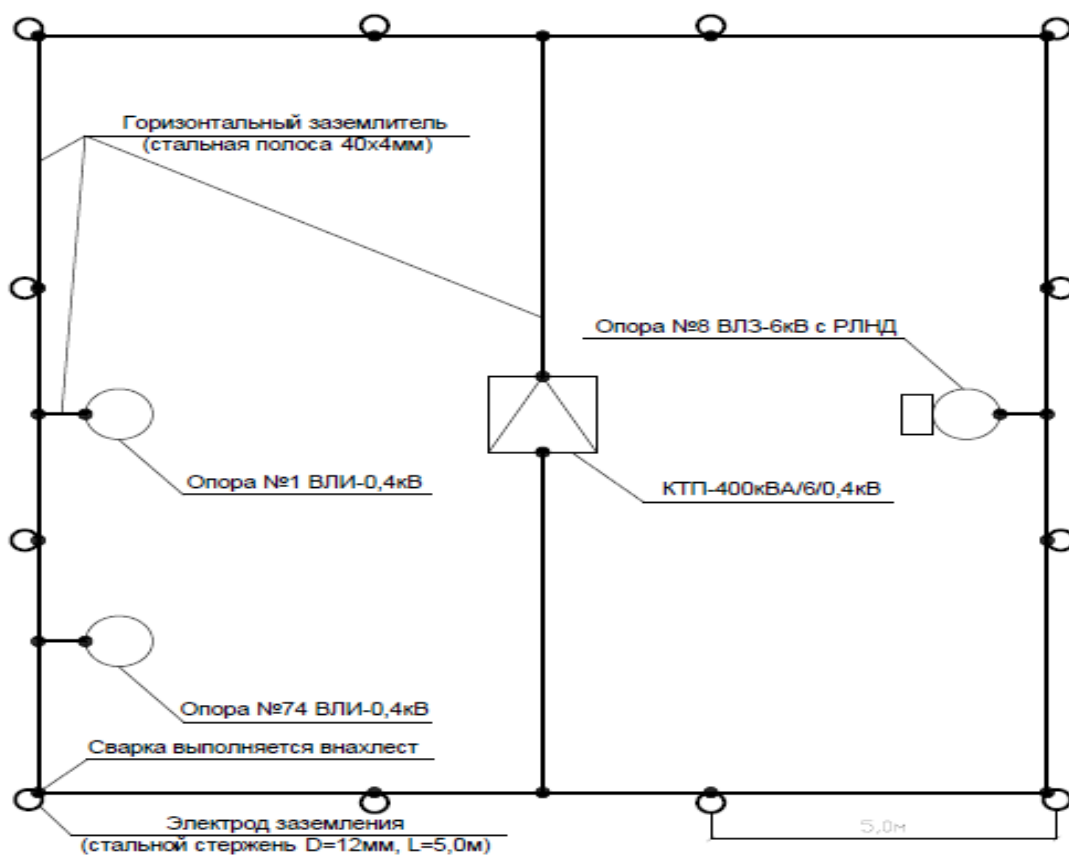


Рисунок 2.12 – Схема конструкции системы заземления КТП

Все соединения выполняются сварочным швом, также выполняются выводы от системы заземления с последующим соединением к КТП и опоре с линейным разъединителем. После выполнения всех мероприятий по монтажу заземляющего устройства выполняются испытания сопротивления контур-заземления. Результат измерений заноситься в протокол и вкладывается в паспорт электроустановки.

2.5 Внедрение автоматизированной системы коммерческого учета в СНТ

В садоводческом некоммерческом товариществе или различные коттеджные поселки испытывают серьезные потери электроэнергии внутри жилых комплексов. Все эти потери ложатся на плечи жителей поселков и дачных массивов. Это связано с тем, что расчет за электроэнергию между поставщиками электричества и жилых массивов проводится по общему прибору учета, далее (ПУ), установленного в КТП и вся потраченная энергия делится на всех жителей СНТ, а потребление у каждого участка существенно отличается.

Проблема с оплатой за потребляемую электроэнергию долгие годы не могли решить в СНТ, возникают различные споры по оплате, происходят большие потери и расхождения с потреблением каждого жителя, многие потребители просто перестают платить, и разница неоплаты ложиться на более ответственных жителей.

Сложившиеся ситуации необходимо решить основные проблемы с потерей и оплатой за электроэнергию, основные цели являются:

- доступность к показаниям потребляемой электроэнергии для каждого участка;
- оплата за потребление электроэнергии, не по общей схеме, а индивидуально, (сколько потратил - столько заплатил);
- исключить воровство электроэнергии;
- автоматизировать систему коммерческого учета и свести все показания в один реестр для мониторинга потребления электроэнергии.

Для достижения поставленных целей, логически возникает вопрос: Каким образом можно осуществить?

Предлагаю на рассматриваемом участке электроснабжения СНТ организовать коммерческий учет электроэнергии таким образом. Чтобы данные цели были решены, необходимо:

- выбрать наиболее оптимальную (цена/качество) систему АСКУЭ, недорогую, но при этом выполняющую свои предназначения;
- произвести внедрение АСКУЭ в СНТ;
- установить приборы учета на опорах возле каждого дома, поместив их в антивандальный ящик исключающий возможность к прямому доступу;
- выбрать подходящее программное обеспечение для мониторинга потребления электроэнергии;

Выбор системы автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии далее (АСКУЭ)

На данный момент времени существует различное множество систем АСКУЭ, и выбрать подходящие под наши условия не легкая задача. Внедрение системы АСКУЭ поможет решить сразу все цели, поставленные при пожелании потребителей, в плане учета электроэнергии. На первом этапе, по внедрению, необходимо будет значительно вложиться в данный проект, но и окупаемость не заставит себя долго ждать. Например, стоимость одного прибора учета с комплектацией и установкой ящика, обойдется домовладельцу в порядке 6000 рублей. А на внедрения оборудования от 20000 рублей. Понятно, что не каждого такая цена может устраивать, но с учетом ежегодного сбора с каждого участка можно часть средств откладывать и потребитель не заметит излишних расходов.

В связи с многочисленными конкурентами в данной сфере, нелегко выбрать идеально подходящую систему АСКУЭ. При выборе системы необходимо обращать внимание на следующие моменты:

- цена, наиболее важный показатель в целях окупаемости проекта;
- время, потраченное на внедрение системы;
- период времени работы компании в данной сфере с просмотрами отзывов;
- возможность совмещения с другими приборами учета;
- удобство, алгоритм сбора данных и доступ программного обеспечения.

При анализе и сборе информации мой выбор пал на систему «СЕНСОНЕТ» (не реклама используется как пример). Данная система удовлетворяет все потребности, которые описывались ранее. Основное преимущество данной системы, перед аналогичными конкурентами это:

- возможность подключения элемента системы АСКУЭ к любому электросчетчику, с возможностью работы 4-мя приборами учета разных марок;
- доступ в личный кабинет не оплачиваемый;
- простота монтажа;
- возможность постепенного подключения потребителей;
- гарантия на обслуживание системы.

Принцип работы системы АСКУЭ

При желании удешевить или невозможности внедрения системы, можно пойти на некоторые варианты. При установке аппаратуры необходимо подключать наиболее проблемных потребителей СНТ т.е. неплательщиков, заподозренных в воровстве т.д. на усмотрения председателя объекта.

Установка прибора учета необходимо произвести с выносом на ближайшую опору жилого участка (рисунок 2.13).



Рисунок 2.13 – Установка ВРУ дома

Прибор учета расположен внутри вводного устройства, представляющей собой сборку из:

- коммутационных аппаратов, защитных устройств – предназначенных для защиты дома от коротких замыканий и коммутации вводных устройств;
- приборов коммерческого учета;
- счётчика импульсов «пульсар»;
- антивандального ящика, в нашем случае рассчитанного на установку 4-х ПУ.

Принцип работы данной системы основан на передаче информации через радиоканал, а не через PLC-каналом (SIM-карта), т.е. устанавливаются антенны через определенный промежуток расстояния. Преимущество данного варианта состоит в том, что поступающий сигнал от ПУ поступает через установившиеся антенны, и поступление сигнала не зависит от состояния электрических сетей СНТ, в результате обработанная информация поступает в личный кабинет программного обеспечения, установленного у председателя СНТ.

Установленный в щите учета счетчик импульсов считывает приходящую к нему информацию с электросчетчика потребителя через импульсный выход, далее после обработки сигнала информация поступает по радиоканалу на базовую станцию на определенной частоте. С базовой станции обработанная информация отсылается через Интернет в личный кабинет. В личном кабинете, все информационные данные по всем показаниям счетчиков выводятся на экран личного кабинета, в виде сформированной таблицы о потребляемой мощности абонента.

Предлагаемая система состоит из 3-х базовых элементов: счетчик импульсов; базовой станции и личный кабинет (ПО).

При монтаже необходимо использовать услугами квалифицированного персонала с достаточного опыта работы в данной сфере. Так же стоит учитывать, что базовая антенна работает в радиусе 2 км на открытой местности. Протяженность исследуемого участка, составляет 1500м.,

поэтому для лучшей и стабильной связи по радиоканалу установку базовой станции необходимо установить на перекрёстке ул. Абрикосовой и проездом №7. Грушевой и выбрать наиболее высокую точку, для установки антенны. Принцип действия АСКУЭ показан на рисунке 2.14 [17].

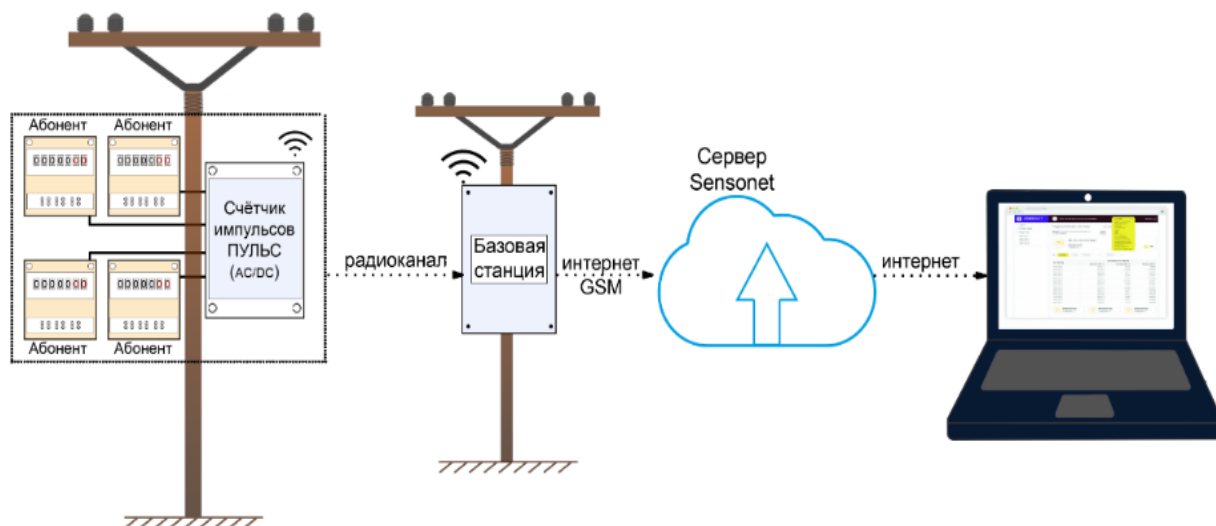


Рисунок 2.14 – Принцип работы системы АСКУЭ с устройством базовой станции

При использовании данной системы учета СНТ получает ряд преимуществ:

- стоимость системы значительно ниже конкурентов, при тех же функциональных возможностях;
- контроль расхода электроэнергии возможен в любое время суток, на удалённом доступе;
- возможен выбора более выгодного тарифного плана.

Показания с прибора учета снимает установленный в распределительном устройстве счетчик импульсов, и передают данные на базовую станцию, после обработки информации данные попадают в личный кабинет, где пользователь наглядно видит потребление каждого абонента. Данная структура передачи данных, позволяет контролировать информацию потребления расхода электроэнергии в реальном времени, выполняются

запись в реестр с сохранением данных в облаке Internet, без участия потребителя. Достаточно одного человека для выполнения контроля расхода электроэнергии, что позволяет сократить штат сотрудников, также значительно снижает возможность получения искаженной информации.

2.6 Технические мероприятия по реконструкции опор и линейной арматуры на ВЛ-0,4 кВ

Реконструкция железобетонных опор

Строительство ВЛИ-0,4 кВ предусматривается на ж/б опорах длиной 9,5 м (рисунок 2.15). Установку опор, выполняться в заранее просверленные котлованы засыпкой обратного грунта с последующей утрамбовкой. Началом реконструкции опор СВ-95 необходимо выполнить от КТП – Ам19 по всем улицам дачного массива.

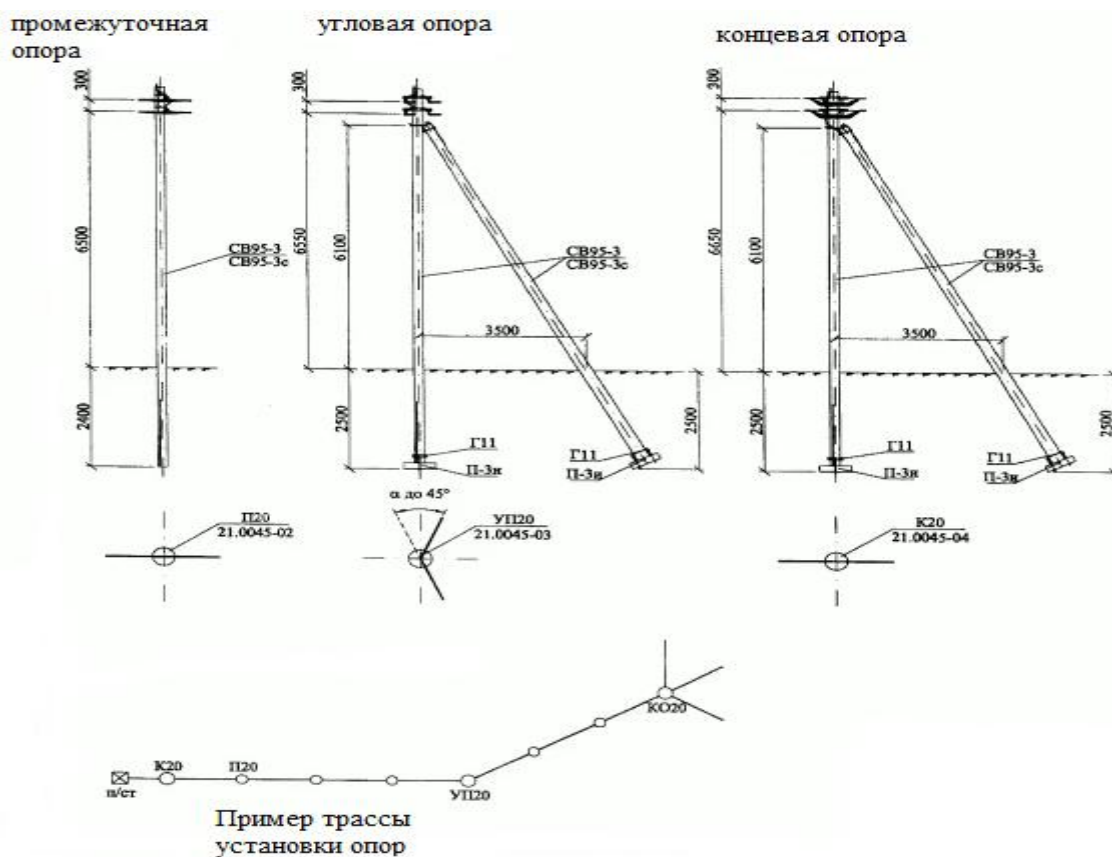


Рисунок 2.15 – Параметры установки железобетонных опор

В начале в конце линии и через каждые 150 метров, нулевую жилу провода соединяют с заземляющего арматурой опоры ЗП 2, для повторного заземления линии, с целью снижения опасности поражения электрическим током. Соединение выполняются стальным проводом диаметром не менее 6мм и прикрепляется с помощью алюминиевой плашки типа ПА.

Реконструкция опор СНТ необходимо выполнить после демонтажа старых опор, с применением спецтехники согласно СП 31-110-2003 [11] «Бетонные и железобетонные конструкции сборные». Демонтаж существующих опор ВЛ-0,4 кВ в количестве 243 шт. из них 19 опор двух стоечные и 224 опоры одностоечные.

Объем демонтажных работ включает:

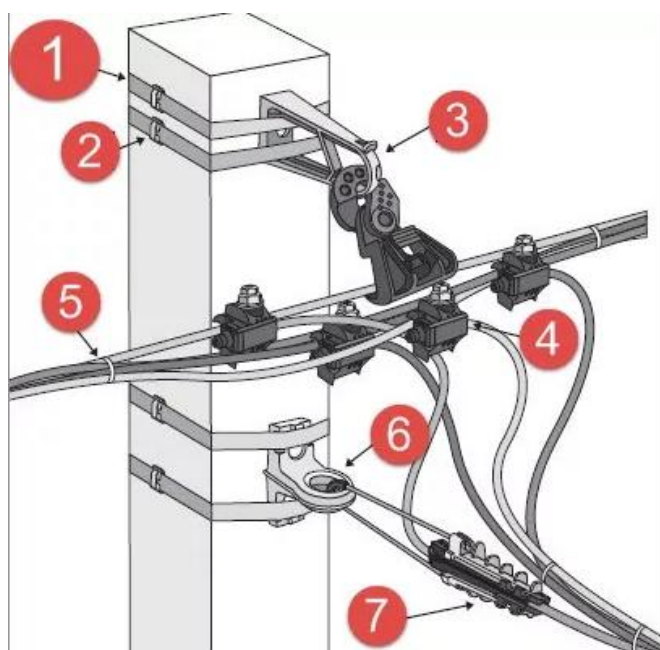
- демонтаж линейной арматуры;
- демонтаж алюминиевого провода;
- демонтаж деревянных опор;
- извлечение ж/б свай из земли.

Демонтаж железной массивной железной арматуры следует производить с помощью подъемных и захватных приспособлений. При производстве работ необходимо обеспечить подачу демонтированных элементов на места временного складирования. Во время перемещения демонтируемые конструкции должны удерживаться от раскручивания и вращения гибкими оттяжками.

Технические мероприятия по установке линейной арматуры

Установка линейной арматуры должна быть выполнена маркой NETLED. Это давно зарекомендовавшая фирма по изготовлению высококачественных материалов в данной сфере. Изделия данной фирмы, успешно проходят периодические испытания своей продукции и выполняются в соответствии с международными нормами стандарта EN50483.

Монтаж линейной арматуры не требует какого-либо специализированного инструмента, крепление к опоре происходит элементарной затяжкой оцинкованной стальной лентой, слабо подверженной коррозией. Крепление провода осуществляется специализированными анкерными зажимами, рассчитанные на определенное сечение провода. Такое крепление провода осуществляется в начале линии, на угловых и конечных опорах. Промежуточное крепление провода выполняется, специальными креплениями «промежуточные зажимы». Крепление провода осуществляется за счет изолированных зажимах, рассчитанных на определенное сечение провода. Монтаж провода СИП представлен на рисунке 2.16.



1. Монтажная лента;
2. Бюгельный замок;
3. Кронштейн поддерживающего зажима;
4. Зажим прокалывающий;
5. Хомут;
6. Кронштейн анкерный;
7. Зажим анкерный (РА 1500).

Рисунок 2.16 – крепление линейной арматуры с использованием провода СИП

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ, должны выполняться по СНиП 12-01-2001, СНиП 12-04-2002 «Техника безопасности в строительстве», а также «Правил техники безопасности при

строительно-монтажных работах на действующих и вблизи действующих линий» и с учетом требований ГОСТ 12.1.019-2017 [9].

2.7 Выводы по разделу 2

Разработан комплексный подход по расчетам силовых нагрузок на линии. С учетом исходных данных по потребляемой мощности и выбранной схемы электроснабжения СНТ выбран тип электрооборудования и защитные элементы установленных в РУ-0,4/6 кВ. Резервное питание не предусматривается, т.к. потребители являются III категории электроснабжения.

В качестве основного магистрального провода выбран СИП 2 сечением 3x95+1x95+1x25 с отдельным фонарным проводом, по прилегающим улицам СИП2 3x70+1x70+1x25. Ввода в дом от основной линии необходимо выполнить проводом СИП 2x16 либо СИП 4x16, присоединение в дом выполнить через прибор учета, установленного в ящике на ближайшей к дому опоре.

Были рассмотрены технические мероприятия по выбору и установке железобетонных опор с установкой линейной арматуры рассчитанные под использования провода СИП. Также рассмотрены технические мероприятия по демонтажу старых опор с использованием технических средств.

Рассчитано и предложена к использованию система повторного заземления на линии и система заземления КТП.

Также была рассмотрена установка уличного освещения с использованием светодиодных уличных фонарей, отличающееся экономичным электропотреблением и достаточным освещением для улиц дачного массива.

Не маловажным изменением в электроснабжении СНТ было предложено использование системы АСКУЭ, предусматривающее

исключения хищения электричества, удобной системы оплаты для каждого абонента и постоянного мониторинга потребляемой мощности всех подключенных потребителей.

3 Мероприятия по обеспечению требований энергетической эффективности

При проектировке реконструкции линии электропередач необходимо соблюдать требования Федерального закона РФ от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Мероприятия по снижению потерь электрической энергии в распределительных сетях:

- необходимо оптимизировать систему энергоснабжения СНТ;
- максимально приблизить трансформаторные подстанции к потребителям;
- автоматизировать регулирование напряжения в линиях электропередач;
- обеспечить внедрение современного электротехнического оборудования, отвечающего требованиям энергоснабжения;
- применить энергосберегающего электрооборудования.

При проектировании линии электропередач в СНТ, необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие снижение и предотвращения хищения электрической энергии в СНТ:

- необходима замена неизолированных проводов на самонесущие изолированные провода;
- применение систем учета электроэнергии в сетях среднего напряжения на границах балансовой принадлежности;
- защита приборов учета от несанкционированного доступа на аппаратном и программном уровне;
- учет электроэнергии на каждой отходящей линии от РУ-0,4 кВ в ТП-10/0,4 кВ;

- приборы учета каждого участка должны устанавливаться в выносных ящиках, на опоры либо фасад жилого дома;

- использование приборов учета обеспечивающие передачу информации по потреблению электроэнергии, дистанционно.

Реконструкция линии электропередач при техническом переоснащении электрических сетей, должно быть выполнено по следующим принципам:

- оптимальный выбор мощности трансформаторных подстанций с технико-экономическим сравнением, учитывая дальнейший рост потребительской нагрузки;

- применение трансформаторов с уменьшенными потерями электроэнергии;

- применение электрооборудования для автоматического регулирования напряжения в линии электропередач;

- установка автоматических выключателей вместо рубильников с предохранителями;

- применение новых проводов и линейной арматуры.

Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии должно быть выполнено по следующим принципам:

- соблюдена установка приборов учета повышенной классов точности;

- применение АСКУЭ;

- обеспечение своевременности и регулярности снятия показания с приборов учета;

- переход от индуктивных счетчиков к электронным, обеспечивающим измерение реактивной составляющей энергии.

3.1 Охрана труда и техника безопасности при строительстве и эксплуатации линии электропередач

При строительстве и эксплуатации электрических сетей охрана труда и техника безопасности обуславливается принятием всех решений в строгом соответствии с правилами ПТБ, ПТЭ [2].

Для обеспечения охраны труда и техники безопасности необходимо:

- использование технически совершенного оборудования;
- размещение оборудования, обеспечивающего его собственное обслуживание;
- монтаж заземляющих устройств элементов электроустановок с нормированной величиной сопротивления конструкций;
- применение апробированных конструкций опор ВЛ.
- выполнение строительно-монтажных работ в соответствии с «Технологическими картами на строительство ВЛИ – 0,4 кВ».

Работы, а также осмотры на комплексных трансформаторных подстанциях питающие линии электропередач, разрешаются лишь на том оборудовании, где существует возможность выполнить работу стоя на площадке при расстоянии до токоведущих частей, не менее предусмотренных таблице 3.1. При менее допустимом расстоянии электроустановка выше 1000В должна быть обесточена и приняты меры препятствующие подачи напряжения на токоведущие части на которой производиться работы.

Таблица 3.1 – Допустимые расстояния до токоведущих частей электроустановок, находящихся под напряжением

Напряжение электроустановок, кВ	Расстояние от работников и применяемых ими инструментов, от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении от стропов и грузов, м
ВЛ до 1000 В	0,6	1,0
Остальные электроустановки:	Не нормируется (без прикосновения)	1,0

1 - 35	0,6	1,0
--------	-----	-----

Перед началом работ на ВЛ либо ТП, должны быть выполнены технические мероприятия по подготовке рабочего места:

- снять напряжения с токоведущих частей, на которых будут проводиться работы, отключением коммутационных аппаратов и принять меры препятствующие подачи напряжения;

- вывесить запрещающие плакаты на приводах ручного управления;

- выполнить проверку отсутствия напряжения на местах проведения работ и установить заземляющие устройства;

- в зависимости от условий работ, оградить рабочие места и места, оставшиеся под напряжением.

- при работах на силовом трансформаторе необходимо отсоединить шины ВН и НН, для исключения обратной трансформации;

- при работах на ВЛ до 1000 В необходимо заземлять места в зоне проведения работ, для предотвращения поражения электрическим током.

При проектировании ВЛ необходимо учитывать, чтобы расположение опор не загораживали входы в здания, выезды во двор и не препятствовали движению транспорта и пешеходов. Опоры ВЛ должны быть пронумерованы.

Конструктивная особенность электроустановок должна быть выполнена так, чтобы обеспечить эксплуатирующий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям, а электроустановка защищена от попадания посторонних предметов.

3.2 Экономические затраты, необходимые для реконструкции дачного массива

Для объективной оценка возможностей материальных затрат, необходимо оценить капиталовложения реконструкции линии

электропередач и модернизации трансформаторных подстанций. При расчетах, необходимо оценить все составляющие элементов, используемые при модернизации линии. Смета данных элементов приведена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Смета расходного материала основных элементов

№ позиции	Наименование	Кол-во	Сметная стоимость, руб.	
			За единицу	Общая стоимость
1	Силовой трансформатор ТМГ – 250/10/0,4	2	236 054,48	472 108,96
2	Силовой трансформатор ТМГ – 400/10/0,4	1	316 472,21	316 472,21
3	РЛНД-1-10/200	3	6 780	20 340
4	Защита от перенапряжений ОПН – 10 кВ	9	584	5 256
5	Защита от перенапряжений ОПН – 0,4 кВ	9	446	4 014
6	Автоматический выключатель ВА- 250	6	5 360	32 160
8	Автоматический выключатель ВА-450	3	6 150	18 450
9	Прибор учета трехфазный с трансформаторами тока	3	5 600	16 800
10	Приборы учета	687	1 200	824 400
11	Опоры 9,5 метров Марки СВ-95	246	5 500	1 353 000
12	Штыри для заземлений	36	218,16	7 853,76
13	Полосовая сталь - 4x40мм	1,5 (Т)	22 843,77	34 264,74
14	Провод СИП 2А 3x95+1x95+1x25	1 100 (м.)	241,9	266 090
15	Провод СИП 2А 3x70+1x70+1x16	2 240 (м.)	228,74 (м.)	512 377,60
16	Провод СИП 2А 2x16	13 600 (м.)	31,08	422 688
17	Линейная арматура и крепежные элементы	14 поз.	17 862	17 862
18	Ящик антивандальный, наружный	380 (шт.)	1 800	684 000
19	Провод для заземления ящика ПУГВнг 1x1	680 (м.)	9,46	6 432
20	Выключатель ВА -16А С	680	100,81	68 550,80
21	ИТОГО:	5 090 106,32 руб.		

Затраты на реконструкцию дачного массива без учета затрат на выполняемые работы составляют 5 090 106,32 рубля. Затраты на заработную плату для рабочей силы по грубым подсчетам составит половину суммы материальных затрат.

3.3 Выводы по разделу 3

Для дачного массива данная сумма является большими затратами и за один сезон собрать такую сумму денег не представляется возможным. Не будем забывать, что рассматриваемое СНТ находится на само обеспечении и средства на реконструкцию линии собирает своими силами. Поэтому исходя из ситуации, т.к. качество электроэнергии ухудшается с каждым годом по нескольким причинам, а реконструкцию линии делать необходимо, реконструкцию электроснабжения необходимо разбить на несколько этапов, при этом необходимо как можно меньше времени оставлять потребителей без электрической энергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ВКР произведены необходимые расчеты для более эффективного электроснабжения СНТ. Предложены использования инновационных устройств, влияющих на повышения качества электроэнергии, не использовавшиеся ранее на данных участках электрической сети.

Разработана новая схема расположения сетей 0,4 кВ, отличающаяся применением высокотехнологических проводов марки СИП-2 3x70+1x70 и СИП-2 3x95+1x70. На всех домах СНТ предложено заменить ввода в домах на новые провода СИП 2x25 с закреплением провода на крюках расположенных на фасаде дачных домов. Передложено изменить систему учета не только общую, как ранее, но и установить приборы учета на каждый участок с подключением счетчика к автоматизированной системе учета, сбора и обработки информации, тем самым исключить возможность воровства электроэнергии и дать потребителям возможность контролировать самостоятельно расход потребляемой энергии.

Рассмотрен вариант на исследуемом участке электрической сети использования симметрирующего трансформатора, устанавливаемого на узлах наиболее нагруженных участков, что позволит выровнять фазные напряжения и улучшить качество поставляемой электроэнергии.

Предложена замена корпусов трансформаторных подстанций с использованием ранее установленных силовых трансформаторов. Рассчитана система защиты от к.з. в РУ-0,4 кВ, предложены современные устройства защиты по всем фидерам. Рассчитана системы защиты от перенапряжений, установка ВН-10 кВ для более удобного обслуживания РУ-10 кВ. Предложена реконструкция и доработка системы контура заземления.

Поработан экономический анализ по реконструкции участка сети в целом, доказано целесообразность капиталовложений в данный проект и срок его окупаемости. По расчетным данным реконструкция СНТ оправдывает вложенные средства.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). -7-е изд. с изм. и доп. М.: Изд-во «Знак», 2015.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок (ПТЭЭП). Введ. 2003.01.03 М.: Энергосервис Москва, 2003.
3. ГОСТ 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения М.: Изд-во стандартов, 2014.
4. ГОСТ Р 52719-2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия: Введ. 2008.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2011
5. ГОСТ 14254-96 (МЭК 529-89) Степень защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP). Введ. 1997.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2010.
6. ГОСТ Р 57190-2016 Заземлители и заземляющие устройства различного назначения. Термины и определения. Введ. 2017.09.01. М.: Изд-во стандартов, 2017.
7. ГОСТ Р 55844-2013 Освещение наружное утилитарное дорог и пешеходных зон. Введ. 2013.11.22. М.: Изд-во стандартов, 2014.
8. ГОСТ 31946-2012 Провода самонесущие изолированные и защитные для воздушных линий электропередач. Общие технические условия (с изменением №1). Введ. 2014-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2012.
9. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Введ. 2019.01.01. М.: Изд-во стандартов, 2018.
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. Введ. 2016.07.11. М.: Изд-во стандартов, 2016.
11. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. Введ. 2004.01.01. Разработан Центром

- методологии нормирования и стандартизации в строительстве (ФГУП ЦНС) Госстроя России и группой специалистов 26.10.2003.
12. История самонесущего изолирующего провода СИП [Электронный ресурс]. URL: <http://www.likeproject.ru> (дата обращения 27.04.2019).
 13. Светодиодное освещение Грин Лайтс [Электронный ресурс]. URL: <https://g-lights.ru> (дата обращения 14.03.19).
 14. Электрические сети. Оборудование электроустановок [Электронный ресурс]. URL: <http://forca.ru> (дата обращения 05.01.19).
 15. Трансформатор ТМГ [Электронный ресурс]. URL: <http://ru-transformation.ru> (дата обращения 15.05.2019).
 16. Выбор и расчет сечений линии электропередач 0,4 кВ [Электронный ресурс] Режим доступа: URL: <http://studbooks.net> (дата обращения 03.02.2019).
 17. Учет электроэнергии в садовых товариществах [Электронный ресурс]. URL: <https://sonsonet.pro> (дата обращения 14.05.19).
 18. Расчет токов короткого замыкания для электриков [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrik.info> (дата обращения 14.05.19).
 19. СО 34.20.808 Методические указания по расчету токов короткого замыкания в сети напряжением до 1 кВ электростанций и подстанций с учетом влияния электрической дуги. Дата актуализации 01.01.2019.
 20. Конюхова Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. М.: Изд. дом МЭИ, 2014.
 21. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2016.
 22. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для ВУЗов. М.: Энергоатомиздат, 2016.

- 23.Коробов Г.В., Картавец В.В., Черемисинова Н.А. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учебное пособие. СПб.: Лань, 2015.
- 24.Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию систем электроснабжения: справочное издание/ Под общ. ред. С.Н. Шерстнева. М.: КНОРУС, 2017.
- 25.Справочные материалы для проектирования ЗУ ТП 10/0,4 кВ в распределительных электрических сетях. М.: РУМ №4-2016 АО «РОСЭП».
- 26.Юдин М.А., Королев А.М. Курсовое и дипломное проектирование по энергоснабжению сельского хозяйства: учебное пособие. М.: Изд-во «Лань», 2017.
- 27.Рыбцов В.А., Осипенко Р.А. Решение проблем по перекосу фаз в электрических сетях 0,4 кВ // Экономика и социум. 2018. №3. С.2-4.
- 28.Рыбцов В.А., Ахтямов Р.Ф. Вольтодобавочный трансформатор как метод решения проблем по падению напряжения в распределительных сетях 0,4 кВ // Мировая наука. 2018. №9. С. 2-3.
- 29.Рыбцов В.А., Никифоров С.А., Фомичева Н.Н. Концепция развития интеллектуально-энергетических сетей в России // Экономика и социум. 2018. №10. С.2-4.
- 30.Makku H. Electrical networks and economies of load density / Helsinki University of Technology Faculty of Electronics, Communications and Automation Department of Electrical Engineering, 2015.
- 31.Faulkenberry L.M., Coffey W. Electrical power distribution and transmission: Energy Central, 2018.
- 32.Korum L. Energy efficiency two ways // Busines Energy. 2014. №6. P. 19-26.
- 33.Atcinson U. Reducing daytime energy costs with nighttime activity / Energy Central, 2014.
- 34.Guftafson D. Utility customer service: keeping up with the times, 2015.