

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

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Реконструкция системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»»

Студент	<u>В.А. Тихомиров</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 _____ (личная подпись)
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____ (личная подпись)
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)
« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
Раздел 1. Анализ существующей системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневого сада».....	8
1.1 Природно-климатические условия.....	8
1.2 Анализ системы внешнего электроснабжения.....	9
1.3 Анализ внутриквартальной системы электроснабжения.....	17
1.4 Выводы по разделу 1.....	20
Раздел 2. Исследование варианта реконструкции системы электроснабжения с применением столбовых трансформаторных подстанций.....	22
2.1 Мероприятия по улучшению качества электроэнергии.....	22
2.2 Анализ применения столбовых трансформаторных подстанций.....	24
2.3 Анализ потерь напряжения в распределительных сетях.....	33
2.4 Анализ технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям.....	45
2.5 Анализ незаконного подключения к распределительным сетям 0,4кВ и мероприятия по устранению проблемы.....	73
2.6 Выводы по разделу 2.....	80
Раздел 3. Техничко-экономическое обоснование применения исследуемой системы электроснабжения.....	82
3.1 Оценка объемов технического перевооружения и реконструкции сетей.....	83
3.2 Расчет капитальных вложений в систему электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневого сада».....	84
3.3 Расчет затрат на установку нового оборудования в системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневого сада».....	86
3.4 Оценка экономической составляющей в результате снижения потерь	

исследуемого варианта системы электроснабжения.....	89
3.5 Оценка экономической составляющей в результате снижения недоучтенной электрической энергии.....	91
3.6 Суммарная оценка экономического эффекта в результате применения столбовых трансформаторных подстанций в системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад».....	91
3.7 Оценка стоимости демонтируемого оборудования.....	92
3.8 Оценка стоимости реконструкции существующей системы электроснабжения.....	93
3.9 Расчет срок окупаемости при внедрении исследуемой системы.....	95
3.10 Сравнительный анализ затрат на строительство существующей и исследуемой системы электроснабжения.....	96
3.11 Выводы по разделу 3.....	100
Заключение.....	102
Список используемых источников.....	104
Приложение А Таблицы потерь напряжения в существующих распределительных сетях 0,4 кВ.....	109
Приложение Б Таблицы потерь напряжения в исследуемых распределительных сетях 0,4 кВ.....	115

ВВЕДЕНИЕ

Темой диссертации является разработка варианта системы электроснабжения с применением столбовых трансформаторных подстанций коттеджного поселка «Яблоневый сад», находящегося в Ставропольском районе Самарской области.

Системы электроснабжения представляют собой сложный инженерный комплекс, который должен быть максимально надежным и безопасным.

В систему электроснабжения поселка входит совокупность источников и систем передачи и распределения электрической энергии. Основными компонентами системы являются линии электропередач напряжением 10 кВ и 0,4 кВ, комплектные трансформаторные подстанции и распределительные устройства.

В настоящее время нельзя представить себе жизнь и деятельность человека без применения электричества. Электричество уже давно и прочно вошло во все отрасли народного хозяйства и в быт людей. Основное достоинство электрической энергии - относительная простота производства, передачи и преобразования в другие виды энергии.

Для укрепления энергетической безопасности и ускорения темпов развития экономики России необходима обеспеченность технической доступности электрической энергии, а также удержание расходов на электроэнергию в пределах экономической приемлемости для населения.

Правительством Российской Федерации была разработана Государственная программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 года. Основная цель программы - рациональное использование топливно-энергетических ресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий, повышение энергетической эффективности и снижение энергоемкости ВВП по сравнению с 2007 годом. Реализация программы должна способствовать сохранению и расширению потенциала экспорта энергоресурсов и доходной части бюджета за счет

сокращения неэффективного потребления электроэнергии на внутреннем рынке.

С целью повышения энергетической эффективности и улучшения качества передаваемой электроэнергии, снижения аварийных ситуаций в распределительных сетях и повышения надежности системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад», необходимо произвести ее модернизацию или создать новую систему.

Разработка варианта системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» включает в себя решение ряда вопросов. Одним из таких вопросов является снижение потерь напряжения в электрических сетях 0,4 кВ, что является важнейшим показателем качественной работы системы, наглядным индикатором ее состояния и эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Заниженное напряжение одна из самых распространенных проблем распределительных сетей, составляющая 70% всех причин ремонта бытового оборудования.

Падение напряжения, обычно вызываемое большими токами мощных электрических устройств (электродвигатели, компрессоры, лифты, торговое и промышленное оборудование), является также результатом перегрузки сети электропитания. Например, в жаркие дни, когда электропотребление систем кондиционирования воздуха достигает максимальных значений, в сети постоянно возникает падение напряжения.

Последствия падения напряжения могут привести к сбоям в работе электроприемников, ухудшению работоспособности средств связи и высокоточного оборудования. Также при падении напряжения уменьшается эффективность работы и срок службы бытовых приборов.

Вторым немаловажным вопросом является снижение потерь мощности в распределительных сетях и трансформаторных подстанциях.

Потери энергии при передаче через воздушные электросети довольно высоки. Мощность теряется как на оборудовании, обеспечивающем преобразование энергии, так и на протяженных проводных линиях. Потери

электроэнергии в проводах зависят от силы тока, поэтому при передаче ее на дальние расстояния напряжение повышают с помощью силовых трансформаторов, уменьшая силу тока, что при передаче той же мощности позволяет значительно снизить потери.

В результате снижения потерь мощности в долгосрочной перспективе произойдет снижение эксплуатационных затрат, уменьшение стоимости электроэнергии.

При разработке новой системы электроснабжения также были максимально устранены проблемы незаконного подключения к сетям 0,4 кВ путем подвода к границам заявителей сетей 10 кВ и установки столбовых трансформаторных подстанций на ограниченное количество потребителей.

Питание нескольких групп потребителей электроэнергии позволит эффективно отслеживать потребляемую ими мощность и выявлять нарушения или хищение электроэнергии.

Актуальность темы исследования.

Для выполнения требования ГОСТ 32144-2013 [5], повышения надежности и энергетической эффективности системы электроснабжения, снижения аварийных ситуаций в распределительных сетях коттеджного поселка «Яблоневый сад», необходимо произвести модернизацию или создать новую систему.

Актуальность темы диссертации определяется потребностями исследований в области изучения применения самостоятельной системы электроснабжения на основе столбовых трансформаторных подстанций малой мощности и использования 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети.

Полученный опыт по модернизации системы электроснабжения коттеджного посёлка «Яблоневый сад» на основе столбовых трансформаторных подстанций можно будет применить для проведения реконструкции и строительства новых электрических систем. Повсеместное внедрение данной технологии позволит значительно улучшить эффективность

и снизить потери в распределительных сетях и увеличить надежность системы электроснабжения.

Цель и задачи исследования. Целью работы является повышение эффективности энергоснабжения и улучшение качества электрической энергии коттеджного поселка «Яблоневый сад»

В соответствии с темой были сформулированы следующие задачи:

- Анализ существующей системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»;
- Исследование варианта системы электроснабжения на основе столбовых трансформаторных подстанций;
- Технико-экономическое обоснование применения исследуемой системы электроснабжения.

1 Анализ существующей системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

Система электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» была разработана на основании технических условий, выданных ОАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети», и предусматривает:

- 1) внешнее электроснабжение;
- 2) внутриквартальное электроснабжение.

Внешнее электроснабжение коттеджного поселка «Яблоневый сад» выполнено двухцепной воздушной защищенной линией (ВЛЗ) 10 кВ от подстанции (ПС) 110/35/10 «Белозерки» до трехкомплектных трансформаторных подстанций (КТП) 10/0,4 кВ мощностью 630 кВА, расположенных в центре энергетических нагрузок, с использованием самонесущего изолированного провода (СИП) СИП-3.

Внутриквартальное электроснабжение выполнено от трех КТП 10/0,4кВ мощностью 630 кВА с использованием изолированного провода СИП-2. Воздушная линия электропередач (ВЛИ) 0,4кВ выполнена на стойках СВ-95-3, установленных на границах участков заявителей.

1.1 Природно-климатические условия

Природно-климатические условия характеризуются следующими данными.

Климатические условия:

- район по гололеду П1 (20мм);
- район по ветровому давлению Ш (650Па);
- среднегодовая температура +5°C;
- минимальная температура - 45°C;
- максимальная температура +40 °C;
- средняя продолжительность гроз - 60-80 часов/год.

Характеристика климатических условий района прохождения двухцепной

трассы ВЛЗ-10кВ принята на основании нормативных региональных карт ветровых и гололедных нагрузок [6].

Грунтовые условия по трассе двухцепной линии электропередачи (ЛЭП) по данным инженерно-геологических изысканий характеризуются следующими данными: естественным основанием для фундаментов свайного типа под опоры ЛЭП служат суглинки туго-пластичные, слабо-известковистые со следующими физико-механическими свойствами: $\rho=1,94 \text{ т/м}^3$; $E=10 \text{ МПа}$; $C=20 \text{ кПа}$; $\varphi=21^\circ$.

Грунтовые воды на глубине 0,6 - 1,2 вскрыты на участке трассы: протяженностью в 500м севернее коттеджного поселка «Яблоневый сад»; водоносный горизонт безнапорный, питание которого осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Водная среда является неагрессивной по отношению к бетону и арматуре железобетонных конструкций.

Глубина сезонного промерзания составляет 120 см (1 раз в 10 лет) и 170 см (1 раз в 50 лет).

В зоне сезонного промерзания суглинки являются сильно пучинистыми, в связи с близким залеганием уровня фунтовых вод.

1.2 Анализ системы внешнего электроснабжения

Двухцепная ВЛЗ-10кВ в соответствии с ТУ ПАО «МРСК Волги» подключена от ячеек №1, №19 комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) 10кВ ПС 110/35/10 кВ «Белозерки». Протяженность двухцепной ВЛЗ-10 кВ составляет 8.9 км. Выкупленная мощность составляет - 1220,0 кВт.

От точки подключения - ячейка №1 КРУН-10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Белозерки» -подключены две КТП 10/0,4кВ 630 кВА. От точки подключения-ячейка №19 КРУН-10 кВ ПС 110/35/10 кВ «Белозерки» - подключена одна КТП 10/0,4кВ 630 кВА.

Трасса ВЛЗ-10кВ выполнена с учетом оптимальных технических решений по использованию надземных участков, кабельные вставки

выполнены с учетом существующих инженерных сетей.

Трасса ВЛЗ-10кВ выполнена двухцепной линией с применением изолированного провода СИП-3 сечением 3х95 и линейной арматуры фирмы «ENSTO», выводы из ПС 110/35/10 «Белозерки» выполнены кабелем ААБл-10 3х120.

ВЛЗ-10 кВ обеспечивает 2-ю и 3-ю категории надежности электроснабжение. Двухцепная линия с изолированными проводами СИП-3 выполнена на стойках СВ 112-1.

Выполнение трассы на стойках СВ 112-1 обусловлено экономическими и техническими решениями:

- использование опор СВ 112-1 значительно меньшей стоимостью по сравнению с центрифугированными для двух цепных линий.

- опоры СВ 112-1 используются для строительства двухцепной ВЛЗ и имеют преимущества в несущей способности перед опорами СВ 110-5.

Есть недостатки в применении опор типа СВ112-1. Основным недостатком является малая длина пролетов, (они составляют 30м) и низкий подвес нижнего провода, что при пересечении с инженерными коммуникациями может привести к несоблюдению нормативных расстояний. В системе электроснабжения при пересечении с инженерными коммуникациями и естественными преградами ВЛЗ-10кВ выполнена на стойках типа С164-20. Данные стойки обеспечивают необходимые нормативные расстояния и увеличивают пролет между опорами до 60 м.

Аварии в сетях 6-10 кВ составляют около 70 % всех нарушений электроснабжения потребителей. Особенно тяжелые последствия вызывают массовые гололедные и ветровые аварии на ВЛ напряжением 6-10 кВ. Применение самонесущего изолированного провода позволяет существенно сократить данные аварийные ситуации.

Самонесущий изолированный провод - достаточно новый продукт на российском рынке. В 1991 году были разработаны технические условия на первые российские изолированные провода марок САСПт и САСПш с

неизолированной несущей жилой и изоляцией из термопластичного или сшитого полиэтилена. Несущая жила изготавливалась из сталеалюминиевого провода марки «АС» или алюминиевого сплава (AL-Mg-Si). Применение термоупрочненного алюминиевого сплава вместо чистого алюминия позволяет повысить механическую прочность проволоки почти в 2 раза и значительно снизить массу провода по сравнению с проводом со сталеалюминевым тросом.

Первая ВЛИ с применением изолированных самонесущих проводов в России, была смонтирована в Краснодарском крае в 1994 году. Изучение мирового опыта, по электрификации населенных пунктов показало, что во многих странах для ВЛ напряжением до 35 кВ используются изолированные провода, которые подвешиваются на опорах в однопроводном варианте на подвесках. Поставки проводов САСПт и САСПсш производились в Омскую и Оренбургские области, в Красноярский и Краснодарский край. Одна из зим в Омской области наглядно показала преимущества линий с изолированными проводами перед традиционными линиями. Основная масса линий с неизолированными проводами не выдержала гололедных нагрузок, что привело к отказам линий.

Эта технология призвана существенно повысить надежность электроснабжения, поскольку основные факторы нестабильности - воровство и непогода - теперь будут исключены. Среди плюсов новой технологии - долговечность (срок службы такого провода более 40 лет), повышенная прочность и безопасность. Этот провод не имеет смысла воровать. Изоляция на СИП прочная и тугоплавкая, так что ее практически невозможно удалить (расплавить можно лишь вместе с металлическими жилами). Он не подвержен случайным замыканиям из-за схлестывания проводников. Для провода характерно отсутствие обрастания или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов. Это объясняется тем, что полиэтилен (ПЭ) является неполярным диэлектриком и не образует ни электрических, ни химических связей с контактирующими с ним веществами в отличие, например, от поливинилхлорида (ПВХ). Например, при попытках

маркировать изделия ПЭ краска легко оттирается в отличие от ПВХ, и требуется специальная обработка поверхности ПЭ для удержания краски. Именно по этой причине мокрый снег легко стекает с круглой поверхности изолированных проводов. В проводах марки А и АС мокрый снег может удерживаться в канавках между проволоками, являясь первопричиной обрастания. СИП требует вырубки более узкой просеки в лесной местности, поскольку высокая механическая прочность проводов исключает обрывы из-за падения деревьев.

Необходимо обратить внимание, что с появлением изолированных проводов возникла проблема их защиты от грозовых перенапряжений. При возникновении грозового перенапряжения пробивается воздушный промежуток по поверхности изолятора и горит дуга, питаемая сетью достаточно долго. В сетях среднего напряжения однофазный пробой не регистрируется релейной схемой, и линия не отключается.

Применение линейной арматуры фирмы ENSTO обеспечивает надежное функционирование и высокую надежность ВЛЗ-10 кВ. Линейная арматура компании ENSTO известна по всему миру. Качество и надежность линейной арматуры для СИП по достоинству оценены энергетиками и строителями воздушных линий электропередачи. В конструкциях арматуры применяются облегченные полимерные изделия, а также детали и узлы, выполненные из высокопрочных металлических сплавов, рассчитанных на эксплуатацию в холодном и влажном морском климате, в районах Заполярья. Арматура подходит для всех существующих конструкций самонесущих изолированных проводов. Зажимы перекрывают все магистральные СИП от 16 до 150 мм². Линейная арматура рассчитана на монтаж СИП при температуре до -20°С. Эксплуатация возможна и в регионах, где температура опускается до -50°С. Защиту от воды и устойчивый контакт обеспечивает особая пирамидальная форма зажимов. А благодаря новой герметичной прокладке не требуется использовать смазку на контактных поверхностях. Линейную арматуру можно монтировать под напряжением благодаря болту со срывной головкой.

Безопасность болта обеспечена тем, что он не имеет контакта с проводником. Срок службы зажимов составляет не менее 40 лет. Это позволяет экономить на обслуживании и ремонте электросетей. Линейная арматура подходит как для монтажа с вышки, так и для монтажа самонесущих изолированных проводов с опоры. Открытое положение зажимов упрощает соединение с проводом СИП. Монтаж зажимов не требует использования держателей и динамометрического ключа. Кроме того, нет необходимости срезать с корпуса пластмассу. Провод СИП помещается в зажим без лишних действий. Зажимы надежно располагаются в руке. Это позволяет легко удалять срывную головку. В результате надежный электрический контакт обеспечивается без повреждения провода СИП.

Комплектные трансформаторные подстанции изготовлены группой компаний «Самарский Электроцит». Мощность установленных трансформаторов 630 кВА, схема соединения обмоток $\Delta/Y-0$. На стороне 10 кВ КТП-СЭЩ установлены ОПН-10 кВ для защиты от перенапряжений. На стороне 0,4 кВ КТП-СЭЩ имеет 4 отходящих фидера и фидер уличного освещения. На вводе 0,4 кВ и отходящих фидерах КТП для автоматизированного учета электроэнергии предусматривается установка счетчиков активной и реактивной энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М.10 трансформаторного включения с классом точности 0,5S (на вводе 0,4 кВ КТП 10/0,4кВ) и классом точности -1,0 (на отходящих фидерах КТП 10/0,4кВ), с пломбой государственной поверки не более 12 месяцев, и GSM-модем типа С 1.02 для считывания информации с прибора учета и передачи ее на диспетчерский пункт. На фидере уличного освещения предусматривается установка счетчика типа ПСЧ-3АРТ.07.632.1 прямого включения с классом точности 1,0, с пломбой государственной поверки не более 12 месяцев. Для заземления нейтрали трансформаторов подстанции предусматривается устройство контура заземления сопротивлением не более 4 Ом, состоящее из 8 вертикальных заземлителей диаметром 18 мм, заложенных на глубину 0,7 м от планировочной отметки земли. Соединение выполняют стальной полосой 40x4

при помощи сварки.

В трансформаторной подстанции применяются трансформаторы типа ТМ. Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный с естественным масляным охлаждением, с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ), с диапазоном регулирования $\pm 2 \times 2,5\%$, предназначены для преобразования электроэнергии в сетях энергосистем и потребителей электроэнергии в районах с умеренным и холодным климатом с перепадом температур от минус 45°C до плюс 45°C .

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы напряжения имеют обычные трехстержневые магнитопроводы. Схематично трансформатор масляный (ТМ) 10/0,4 кВ 630 кВА представлен на рисунке 1

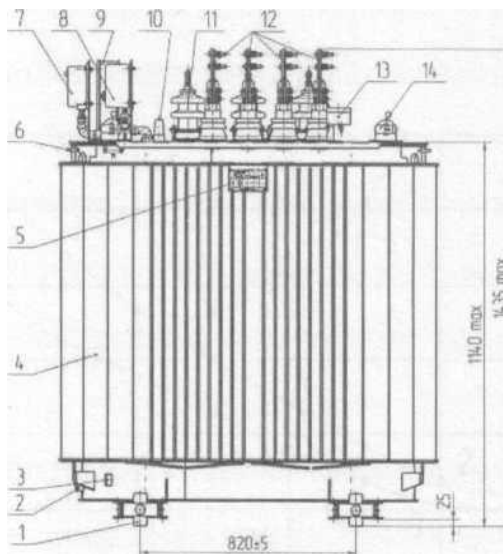


Рисунок 1- Схематичный вид трансформатора ТМ 10/0,4 кВ 630 кВА

1 - ролик транспортный; 2 - пробка сливная; 3 - зажим заземления; 4 - бак;
5 - табличка; 6 - серьга для подъема; 7 - манометрический термометр; 8 - мановакуумметр; 9 - коробка зажимов; 10 - маслоуказатель; 11 - ввод ВН; 12 - ввод низкого напряжения (НН); 13 - пробивной предохранитель; 14 - серьга для подъема крышки; 15 - переключатель; 16 - гильза для термобаллона термометра; 17 - патрубок для заливки масла

В четырехпроводных электрических сетях 0,38 кВ России и других стран СНГ в основном используются трансформаторы со схемой соединения обмоток

"треугольник-звезда-нуль" ($\Delta/Y-0$). Однако эти самые дешевые в изготовлении трансформаторы в эксплуатации экономичны лишь при симметричной нагрузке фаз. Реально в сетях с большим удельным весом однофазных нагрузок равномерность их подключения во времени пофазно нарушается и потери электрической энергии в таких трансформаторах резко возрастают. На рисунке 2 показаны зависимости потерь короткого замыкания R_k трансформатора ТМ 630/10 при различных схемах соединения обмоток от величины тока в нулевом проводе, при $I_b = I_c = I_n$ и $I_a = 0 \div I_n$. Из рисунка следует, что в трансформаторах $\Delta/Y-0$ с увеличением тока I_n резко растут потери R_k

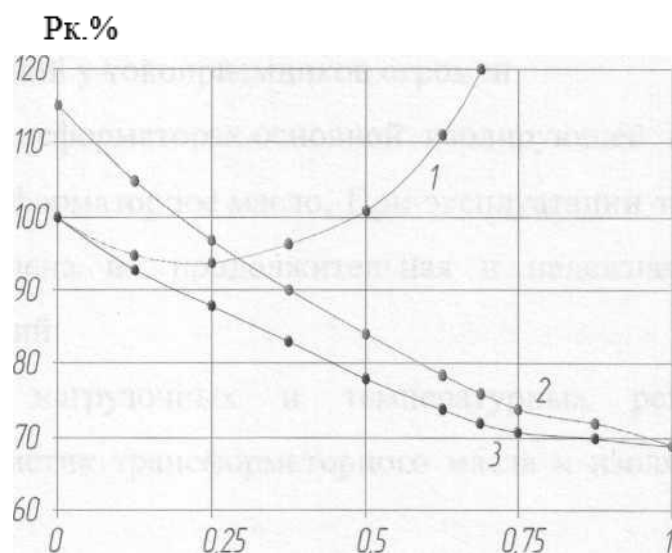


Рисунок 2- Зависимость потерь короткого замыкания трансформатора ТМ 630/10 кВ от схем соединения обмоток и величины тока в нулевом проводе ($3I_0$)
 1 - схема соединения треугольник; 2- схема соединения звезда; 3- схема соединения зигзаг

Неизбежным последствием неравномерности нагрузки фаз в сетях с трансформаторами $\Delta/Y-0$ является резкое искажение системы фазных напряжений (на практике это называют смещением нулевой точки). Как следствие - увеличение потерь также и в линиях 0,38 кВ.

Искажение фазных напряжений в реальных условиях эксплуатации нередко вызывает такое их отклонение уже на низковольтных вводах трансформатора, которое значительно превышает нормы ГОСТ Р 54149-2010 на качество электроэнергии. В конце линий, по данным исследований, это отклонение напряжений приблизительно в два раза выше. При указанном качестве питания токоприемников вполне естественно повышение в них потерь электроэнергии и отказы в работе, в том числе у бытовых приборов (холодильников и т. п.), вполне естественно. К сожалению, до настоящего времени целенаправленных работ по данным вопросам проводилось недостаточно, однако, как показывает практика, экономический урон от искажения напряжений у токоприемников огромен.

В масляных трансформаторах основной изолирующей и охлаждающей средой является трансформаторное масло. При эксплуатации трансформаторов должна быть обеспечена их продолжительная и надежная работа путем следующих мероприятий:

- соблюдение нагрузочных и температурных режимов, уровня напряжения, характеристик трансформаторного масла и изоляции в пределах установленных норм;

- содержание в исправном состоянии устройств охлаждения, регулировки напряжения, защиты трансформаторного масла и других элементов.

- стационарные средства пожаротушения, маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны находиться в исправном состоянии.

Существующие КТП 10/0,4 кВ 630 кВ с масляным охлаждением оборудованы поддоном для слива масла в аварийных ситуациях. Объем поддона рассчитан на весь запас масла в трансформаторе. Трансформаторное масло является пожароопасным продуктом. С целью устранения несчастных случаев КТП с большим содержанием масла следует размещать на безопасном расстоянии от близлежащих общественных, административных и производственных помещений.

Размещение КТП на безопасном расстоянии не всегда возможно в центре энергетических нагрузок, что значительно может увеличить протяженность газораспределительных сетей 0,4 кВ.

1.3 Анализ внутриквартальной системы электроснабжения

Внутриквартальное электроснабжение выполнено от трех КТП-СЭЩ 630/10/0,4 кВ установленных на территории коттеджного посёлка «Яблоневый сад».

Потребители электроэнергии относятся к коммунально-бытовым. Потребители электроэнергии на коммунально-бытовые нужды подразделяются на жилой и общественный секторы. Первая группа характеризуется распределенной нагрузкой, основная величина которой связана с внутриквартирным потреблением электроэнергии, вторая — распределенной (магазины, аптеки, кинотеатры и др.) и сосредоточенной (водопровод, канализация и др.). Все потребители района относятся к III категории надежности.

Сети 0,4 кВ выполнены на базе железобетонных стоек СВ95-3, с подвесом самонесущего изолированного провода СИП-2 сечением 3x120+1x120+1x16, 3x95+1x95+1x16 на магистралях и длинных ответвлениях. На отпайках вдоль улиц применяется самонесущий изолированный провод СИП-2 сечением 3x50+1x50+1x16, 3x70+1x70+1x16.

Опоры 0,4 кВ устанавливаются на границах земельных участков заявителей, что не создаёт проблем при обслуживании ВЛИ-0,4 кВ.

Для крепления провода СИП-2 к железобетонным опорам применяется линейная арматура фирмы ENSTO. Применение линейной арматуры фирмы ENSTO обеспечивает надежное функционирование и высокую надежность ВЛИ-0,4 кВ.

Плюсы самонесущего провода СИП-2:

1. на проводах практически не образуется гололед;

2. существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии;
3. исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;
4. возможно подключение абонентов и новых ответвлений под напряжением;
5. нет необходимости в вырубке просеки, обрезки веток при строительстве ВЛ и в процессе эксплуатации;
6. упрощение монтажных работ и соответственно уменьшение сроков их проведения;
7. высокая механическая прочность проводов и соответственно невозможность их обрыва;
8. пожаробезопасность, основанная на исключении короткого замыкания при схлестывании проводов;
9. снижение потерь электроэнергии в ЛЭП за счет уменьшения неактивного сопротивления изолированного провода по сравнению с оголенным»;
10. возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

Расчетная нагрузка КТП-СЭЩ 630/10/0,4 кВ №1, №2, №3 составляет 1220,0 кВт. По данным эксплуатирующей организаций средняя нагрузка на одного заявителя составляет 2,5 кВт.

Максимальная протяженность ВЛИ-0,4кВ составляет 1,08 км.

Система электроснабжения сетей 0,4 кВ выполнена в виде радиальной схемы. Радиальная схема электроснабжения применяется, когда электроприемники расположены в разных направлениях от питания. Радиальные схемы бывают двухступенчатые или одноступенчатые.

Небольшие объекты и питание сосредоточенных крупных потребителей используют одноступенчатые схемы. Существующая схема электроснабжения поселка «Яблоневый сад» выполнена по радиальной одноступенчатой схеме.

Радиальная схема питания имеет большую гибкость и удобство в эксплуатации, и повреждение или ремонт одной линии влияет на работе лишь одного потребителя. Система электроснабжения потребителей формируется, исходя из условия однократного сетевого резервирования.

Поопорная схема системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневого сада» представлена на чертеже 1.

Значительная протяженность сетей 0,4 кВ увеличивает риск бесперебойной подачи, снижения качества электроэнергии соответствующей ГОСТу Р54149-2010, а также снижения технических потерь. Для повышения качества передаваемой электроэнергии и снижения аварийных ситуаций в распределительных сетях необходимо произвести техническую модернизацию и реконструкцию распределительных сетей 0,4 кВ.

Несмотря на то, что изношенность электрических сетей и электрооборудования составляет всего 20%, требуется замена существующих сетей ВЛ 0,4 или перераспределение электрической нагрузки от нескольких источников питания.

При замене существующих сетей необходимо произвести увеличение сечений проводов, которое будет соответствовать нагрузкам с учетом перспективного развития коттеджного поселка «Яблоневый сад».

При перераспределении электрической энергии от разных источников питания необходим установка дополнительных трансформаторных подстанций.

Это позволит снизить потери и обеспечить требуемый уровень надежности (отключения от короткого замыкания при сильных порывах ветра).

Потери напряжения в существующих сетях доходят до 15,47% что значительно превышает допустимые по ГОСТу Р 54149-2010 в 5% [5].

Немаловажна проблема, связанная со значительными перепадами напряжений по фазам: на нагруженных фазах напряжение падает до 200...208 В, а на менее нагруженных за счет смещения «нуля» может возрасти до 240 В и более.

Повышенное напряжение может привести к выходу из строя электрических приборов и оборудования потребителей. Асимметрия напряжений возникает из-за разного падения напряжения в проводах линии при преломах фазных токов, вызванных неравномерным распределением однофазных нагрузок. При этом в нулевом проводе четырехпроводной линии является ток, равный геометрической сумме фазных токов. В некоторых случаях (например, при отключении нагрузки одной или двух фаз) по нулевому проводу может протекать ток, равный фазному току нагрузки. Это приводит к дополнительным потерям в ВЛИ 0,4 кВ, распределительных трансформаторах 3 0,4 кВ и, соответственно, в высоковольтных сетях.

Подобная ситуация характерна для потребителей коттеджного поселка «Яблоневый сад» и возникает в жилых домах, где практически нереально равномерно распределить нагрузку по фазам питания, несмотря на трёхфазные вводы практически у всех абонентов. В результате этого в нулевом проводе появляются достаточно большие токи, что приводит к дополнительным потерям в проводниках групповых и питающих линий и вызывает необходимость увеличения сечения нулевого рабочего провода до уровня фазных.

С увеличением количества бытовых электроприемников происходит увеличение нагрузки потребителей, что приведет к дополнительному увеличению потерь в распределительных сетях 0,4 кВ.

Под данным организации, эксплуатирующей электрические сети, коттеджного поселка «Яблоневый сад» в течении 5 лет произойдет двукратное увеличение потребляемой мощности абонентами. Увеличение мощности повлечет за собой необходимость строительства дополнительных распределительных сетей.

1.4 Выводы по разделу 1

Система электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

выполнена в виде радиально-магистральной схемы, что обеспечивает максимальную простоту системы, аварийное отключение радиальной линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей, лучшая загрузка линий, т. к. к каждой линии подключена не одна, а группа ТП.

Электрические сети 10 кВ, выполненные в двухцепном варианте, существенно экономят отводимые для обслуживания ВЛ земли. Применяемый самонесущий изолированный провод СИП-3 сечением 3х95 способен обеспечивать бесперебойное электроснабжение с учетом дальнейшего роста энергетических нагрузок потребителей.

Комплектные трансформаторные подстанции с мощностью силового реформатор 630 кВА установлены на территории коттеджного посёлка, в центре энергетических нагрузок. Существующие подстанции загружены тактически на 100 % и не способны обеспечить качественное и бесперебойное электроснабжение при увеличении нагрузки существующих потребителей или подключению новых.

Распределительные сети 0,4 кВ выполненные самонесущим изолированным проводом, имеют большую протяженность. На каждом отходящем фидере существующей подстанции подключено большое количество абонентов. Протяженность сетей 0,4 кВ увеличивает риск бесперебойной подачи, снижения качества электроэнергии соответствующей ГОСТу Р54149-2010, а также снижения технических потерь.

Питание большого количества групп потребителей электроэнергии не позволяет эффективно отслеживать потребляемую ими мощность и выявлять нарушения или хищение электроэнергии без установки приборов коммерческого учета на каждого отдельно взятого абонента.

При стремительном росте потребления электрической энергии существующие распределительные сети 0,4 кВ неспособны обеспечить бесперебойное и качественное электроснабжение потребителей. Необходима модернизация или реконструкция данных участков сетей.

2 Исследование варианта реконструкции системы электроснабжения с применением столбовых трансформаторных подстанций

Реконструкция действующих электрических сетей – это изменение электрических параметров сетей (линий и подстанций) при сохранении (частично или полностью) строительной части объектов, а также установка дополнительных аппаратов и оборудования в этих сетях для увеличения пропускной способности или надежности электроснабжения потребителей.

Реконструкция позволяет повышать пропускную способность действующих сетей, улучшать качество электроэнергии и надежности - электроснабжения при минимальных затратах, то есть позволяет наиболее рационально использовать материально-технические ресурсы.

Применение столбовых трансформаторных подстанций активно используются во многих странах, что подтверждает рациональность выбранного метода реконструкции электроснабжения коттеджного поселка.

Улучшение качества электроэнергии напрямую положительно скажется на жителей поселка в плане затрат на оплату электроэнергии, уменьшение возникающих перебоев в подаче электроэнергии, уменьшении фактов не законного отбора электроэнергии, выхода из строя дорогостоящих бытовых электроприборов при скачках напряжения.

2.1 Мероприятия по улучшению качества электроэнергии

В процессе исследования варианта системы электроснабжения поселка с применением столбовых трансформаторных подстанций были проанализированы следующие технические решения:

- использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
- сокращение радиуса действия и строительство ВЛ (0,4 кВ) в трехфазном

исполнении по всей длине;

- использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях напряжением 0,4-10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;

- применение столбовых трансформаторов малой мощности (10/0,4 кВ) для сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;

- снижение незаконного подключения к распределительным сетям 0,4 кВ.

Для обеспечения нормального режим работы системы электроснабжения поселка необходимо учитывать мощность и число потребителей, их взаимное расположение, расстояние от питающего центра, требования по уровню и надежности электроснабжения.

Для электроснабжения потребителей в исследуемом варианте применяется радиальная схема ВЛ-10 кВ.

Потребители электрической энергии - коммунально-бытовые и расположены вдоль по улицам коттеджного поселка. Строительство распределительных сетей 10 кВ на месте существующих сетей 0,4 кВ не повлечет существенных изменений в окружающей среде и не доставит неудобств потребителям.

Подвод сетей 10 кВ непосредственно к границам участков потребителей позволит применить маломощные столбовые трансформаторные подстанции, питающие небольшое количество потребителей.

В результате подвода электрических сетей 10 кВ к потребителям произойдет уменьшение сетей 0,4 кВ, снижение потерь напряжения и потерь мощности.

Для сетей 10 кВ целесообразно применять железобетонные стойки СВ 110-5 с максимальным изгибающим моментом. Применение железобетонных - стоек данного типа позволит выполнить совместный подвес проводов 10 кВ и проводов 0,4 кВ. Применение данного технического решения позволит снизить затраты на постройку дополнительных линий 0,4 кВ, затраты на отводимые в

постоянное пользование земли.

Применение всех этих мероприятий позволит улучшить качество передаваемой электроэнергии, а также уменьшит потери мощности в распределительных сетях и обеспечить нормальный режим работы системы на длительный период.

2.2 Анализ применения столбовых трансформаторных подстанций

Жизнь человека без применения электроэнергии в двадцать первом веке практически невозможна. Электроэнергия основной источник, обеспечивающий комфортное проживание населения и работоспособность производств. Электрические приборы используются: дома, на работе, по пути на работу. Электронная техника, бытовые приборы, освещение - все, что облегчает жизнь современного человека, не может работать без электричества. Электрическая энергия, прежде чем совершить полезную работу, преобразуется и преодолевает огромные расстояния по линиям электропередач.

Произведенная на электростанции электроэнергия, до того, как попасть к потребителю, поступает на КТП повышающего типа. Для того, чтобы избежать или, в крайнем случае, свести к минимуму потери электрической энергии при передаче потребителям, его напряжение по сравнению с исходным увеличивают в несколько раз. Однако слишком высокое напряжение невозможно применять в быту. Для того, чтобы электроприборы и техника работали в безопасном режиме, в конечном пункте линии электропередачи для преобразования электрической энергии применяют КТП понижающего типа. Применение столбовых трансформаторных подстанций для обеспечения электроэнергией населенных пунктов и промышленных объектов с невысокой потребляемой мощностью имеет целый ряд очевидных достоинств и преимуществ перед другими КТП, делающих их незаменимыми особенно в труднодоступных районах и в условиях сельской местности. Обычно они небольшого размера, их несложно установить, ими удобно пользоваться, все

необходимые приборы находятся в компактном безопасном прочном корпусе. Возможно применение однофазных столбовых трансформаторных подстанций мощностью 4 и 10 кВА.

Применение столбовых трансформаторных подстанций обеспечивает снижение затрат на выкуп земли под установку подстанции. Столбовые трансформаторные подстанции монтируются непосредственно на опору линий электропередачи 10 кВ вблизи потребителей, обеспечивая минимальную протяженность сетей 0,4 кВ, тем самым уменьшая протяжённость распределительных сетей 0,4 кВ. Малая протяженность сетей 0,4 кВ обеспечивает более высокое качество электроэнергии и повышает надежность электроснабжения.

Столбовые трансформаторные подстанции представляют собой трансформаторные подстанции наружной установки. СШ имеют ограничения по применению в районах с суровым климатом, поскольку климатическое исполнение данной подстанции обеспечивает надежную работу при температурах не ниже -40°C и не выше $+45^{\circ}\text{C}$. К сожалению, столбовые трансформаторные подстанции обладают небольшой мощностью, не более 100 кВА, и для снабжения потребителей необходимо установка нескольких таких подстанций взамен одной комплектной.

Использование автоматизированных систем управления и контроля позволяет осуществлять точный и быстрый контроль над потреблением - энергоресурсов, повышая достоверность учета, оптимизируя затраты на энергоресурсы и делая жизнь более комфортной и удобной. Применение СТП позволяет более детально отслеживать потребление электроэнергии - заявителями, так как от одной СТП запитано небольшое количество потребителей. В исследуемой системе электроснабжения максимальное число абонентов, запитанных от одной СТП, не превышает 12 потребителей.

Согласно требованиям электробезопасности, столбовая КТП устанавливается на пьедестал, выполненный с учетом массогабаритных показателей трансформаторной установки, высота которого обеспечивает

монтаж высоковольтного оборудования на высоте не менее четырех с половиной метров над уровнем земли. Помимо этого, подстанции оборудованы различными блокировками приводов рубильников, а также дверей шкафов, считывающими всевозможные внештатные ситуации в случае несоответствующего обслуживания и эксплуатации. Жесткость требований обусловлена в первую очередь воздушным способом подключения столбовых подстанций при эксплуатации на открытом пространстве. Комплексную защиту СТП от воздействия осадков чаще всего обеспечивает козырёк, предусмотренный конструкцией изделия.

Установка СТП и тем более ее эксплуатация не должна осуществляться в условиях содержания в воздухе едких и токопроводящих паров. В коттеджном поселке «Яблоневый сад» соответствующие показатели в пределах нормы, и дополнительных мероприятий перед установкой СТП и для их защиты не требуется.

Подстанция устанавливается на направляющих, на опоре линии электропередачи и выполняется в виде подвижной рамы с трансформатором, с высоковольтными подвижными и неподвижными контактами, с низковольтными подвижными и неподвижными контактами. Наличие дополнительных устройств, таких как упор, стопор, лебедка, распределительный щит и другое оборудование, обеспечивает надежную работу подстанции при включенном состоянии и безопасность подстанции при ее обслуживании, поскольку ремонтные работы и работы по обслуживанию проводятся при опущенной к основанию опоры раме, размыкании контактов, этом другие потребители электроэнергии, подключенные к высоковольтной линии, всегда подключены к сети и питание у них не отключается. Технический результат заключается в повышении безопасности и удобства эксплуатации трансформаторных подстанций и надежности электроснабжения.

Монтаж столбовых трансформаторных подстанций проводится непосредственно на опорах линий электропередач, что значительно сокращает время и расходы на их установку.

Низковольтный вывод трансформатора присоединен напрямую к низковольтной питающей воздушной линии или к распределительному устройству, установленному на опоре, на высоте, удобной для оперативного и эксплуатационного обслуживания с земли.

Такая подстанция является безопасной в части поражения током высокого напряжения без всяких дополнительных мероприятий и ограждений.

Эксплуатация СТП производится без применения подъемных механизмов и вышки при ее ремонте и обслуживании, без подъема на опору и отключения линии высокого напряжения. Общая безопасность для людей и животных вблизи подстанции сочетается с безопасностью при техническом обслуживании, ремонте и максимальном удобстве ведения работ.

Подстанция снабжается низковольтным разъединителем, подвижные контакты которого установлены на подъемной раме и в крайнем верхнем положении замыкаются с его неподвижными контактами, установленными на стреле и подключенными к вводу низковольтного распределительного щита. Такие решения являются новыми, неочевидными и неожиданными, дающими существенный положительный технический и социальный эффект, и направлены на достижение безопасности, простоты и доступности в обслуживании. К тому же при проведении работ с предлагаемой подстанцией не возникает необходимости в отключении всей высоковольтной цепи.

На рисунке 3 схематично представлена анализируемая столбовая подстанция.

Подстанция устанавливается, например, на железобетонной опоре 1 линии электропередачи припасовкой к опоре в нижней части шарнирного соединения, вокруг которого при монтаже вращается стрела 2 при подъеме из горизонтального положения в вертикальное вручную при помощи монтажного зала 3, переброшенного через временно установленный блок 4. При этом рама 5 без трансформатора с частично установленным оборудованием находится в нижней части стрелы 2 (опоры). Припасовка стрелы 2 к опоре 1 выполняется с подъемом на опору I по монтажным скобам-ступеням, навешиваемым на

предыдущий припасовочный узел, или с инвентарной монтажной площадки, устанавливаемой на раме вместо трансформатора.

Рама 5 передвигается по стреле 2 вверх при помощи лебедки 6 храпового рычажного типа или червячного типа, приводимой вращением рукоятки. Лебедки могут быть съемными или встроенными органически в направляющую стрелу 2.

На верхнем конце стрелы 2 смонтированы неподвижные высоковольтные контакты 7, а на раме 5 установлены подвижные контакты 8 высоковольтного разъединителя, высоковольтные предохранители 9, разрядники 10, трансформатор 11. Шарнирное соединение 12 обеспечивает вращение стрелы 2 относительно опоры 1 при выполнении монтажных работ. Подвижные контакты 13 и разъединители отбора мощности трансформатора 11 на стороне 0,4 кВ смонтированы на стреле 2.

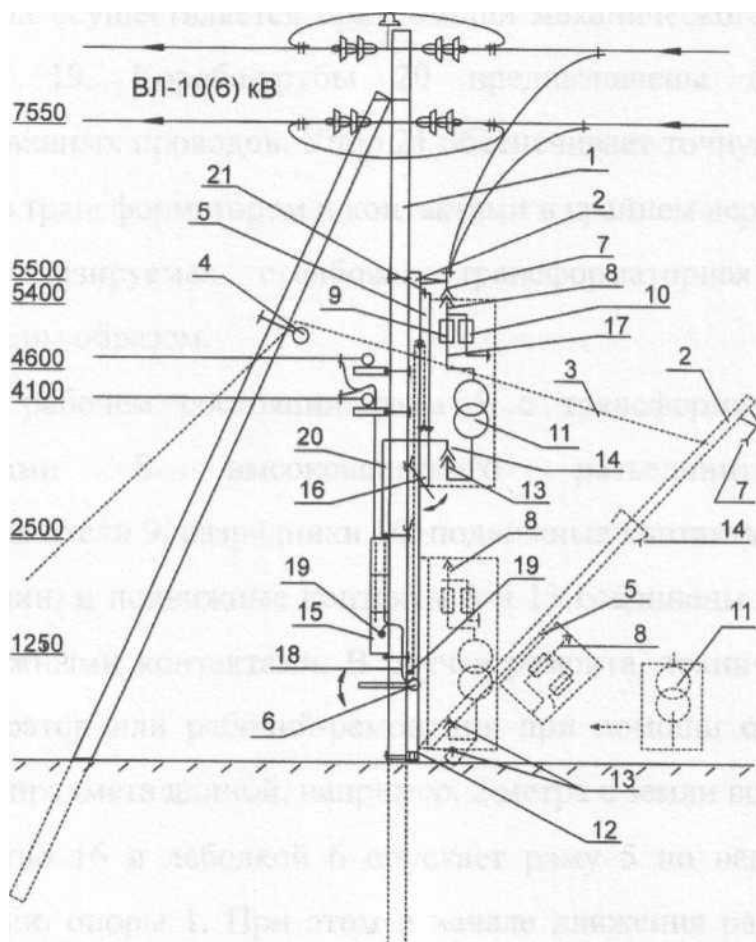


Рисунок 3 – СТП подъемно-опускная

Электрические соединения высокого напряжения (ВН) подвижных контактов 8, разъединители с высоковольтным вводом трансформатора и защитной аппаратуры 9, 10 выполняются голыми шинами, соединение на стороне 0,4 кВ выполняется изолированными проводами, проложенными по конструкциям и в стальных трубах. Подвижные контакты 13 отбора мощности трансформатора 11 установлены на раме 5, а неподвижные контакты 14 установлены на стреле 2 и подключены к вводу распределительного щита 15.

Рама 5 фиксируется на стреле 2 стопорным устройством 16, подвижная часть которого (струбцина) закреплена на раме 5, а неподвижная часть (крюки) - на направляющей стреле. Шипы 17 выполнены без изоляции - голыми. Блокировка лебедки 6 с вводным рубильником низковольтного распределительного устройства во избежание опускания подстанции под нагрузкой осуществляется при помощи механического троса 18 или замковой системы 19. Короба-трубы 20 предназначены для прокладки в них изолированных проводов. Упор 21 обеспечивает точную остановку и установку рамы 5 с трансформатором и контактами в крайнем верхнем положении.

Анализируемая столбовая трансформаторная подстанция работает следующим образом.

В рабочем состоянии рама 5 с трансформатором 11, подвижными контактами 8 высоковольтного разъединителя, высоковольтные предохранители 9, разрядники 10, подвижные контакты 13 находятся в верхнем положении, и подвижные контакты 8 и 13 соединены с соответствующими им неподвижными контактами. В случае ремонта, технического обслуживания и т.п. оператор или рабочий-ремонтник при помощи оперативной штанги или другого предмета длиной, например, 2 метра с земли воздействует на стопорное устройство 16 и лебедкой 6 опускает раму 5 по направляющей стрелы 2 к основанию опоры 1. При этом в начале движения рамы 5 вниз размыкаются контакты 7, 8 высоковольтного разъединителя и контакты 13, 14 разъединителя отбора мощности трансформатора 11. При этом не требуется отключения

питающей линии, что не снижает надежность электроснабжения потребителей на этой линии.

После производства работ раму 5 подстанции лебедкой 6 поднимают до упора 21 на стреле 2. Контакты 7, 8 разъединителя и контакты 13, 14 разъединителя отбора мощности трансформатора замыкаются. Подстанция включена в работу. Рама 5 ставится на стопор 16, трос лебедки ослабляется, рычаг или рукоять лебедки снимают для хранения в распределительном щите, имеющем три рубежа запираения. Наличие механической 18 или замковой 19 блокировки лебедки 6 не позволяет раме опуститься вниз, это возможно только после снятия нагрузки подстанции вводным рубильником распределительного щита подстанции. Место доступа к лебедке закрывается крышкой с болтами со спецголовкой и ключом, хранящимся в шкафу распределительного устройства.

Подстанция легко монтируется без применения мобильных подъемных механизмов, что очень важно при их отсутствии, удобна и безопасна в эксплуатации, поскольку в рабочем состоянии находится на опоре, на нормируемой высоте, а для ремонта, технического обслуживания рама подстанции с трансформатором и другим высоковольтным оборудованием опускается вниз к основанию опоры.

Благодаря тому, что СТП находится в непосредственной близости от линии электропередачи, значительно уменьшаются потери электрического тока наконец, бесспорным преимуществом этих подстанций, является их невысокая цена, что позволяет использовать для коттеджных поселков.

Срок службы СТП составляет в общей сложности не менее двадцати пяти лет.

Согласно ПУЭ 7-го издания столбовые подстанции по условию пожарной безопасности должны быть расположены на расстоянии не менее 3 м от зданий I, II, III степеней огнестойкости и 5 м от зданий IV и V степеней огнестойкости.

Расстояние от жилых зданий до трансформаторных подстанций следует принимать не менее 10 м при условии обеспечения допустимых нормальных уровней звукового давления (шума).

В столбовых трансформаторных подстанциях применяются маломощные трансформаторы 10/0,4 кВ типа ТМГ со схемой соединения обмоток звезда/зигзаг (У/ZN).

Трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и без воздушной или газовой подушки, что делает их безопасными и не требующими маслосборного лотка в. Контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что исключает увлажнение, окисление и шлакообразование масла.

Трансформаторы ТМГ не требуют проведения профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора, что позволит снизить затраты на обслуживании данного оборудования.

Конструктивные особенности трансформатора ТМГ:

Магнитопровод трансформатора собирается из пластин холоднокатаной электротехнической стали по схеме шихтовки step-lap. На сегодняшний день это самая прогрессивная технология изготовления магнитопровода трансформаторов. Использование качественной стали (марка Э3409, Э3410, Э3411) для изготовления магнитопровода приводит к уменьшению потерь холостого хода и снижению уровня шума трансформатора.

Обмотки ВН - многослойные, цилиндрические, изготавливаются из медного/ алюминированного провода с бумажной или эмалевой изоляцией. Конусообразная технология укладки межслойной изоляции увеличивает прочность изоляции, а, следовательно, и срок службы трансформатора.

Обмотки НН — изготавливаются из медного/алюминированного провода. Отводы обмоток НН - шины или провода прямоугольного сечения.

Естественным выбором для схемы соединения обмотки высоких напряжений является Y-соединение. В целях защиты от перенапряжения или для прямого заземления имеется нейтральный проходной изолятор.

При использовании соединения пары обмоток различными способами есть возможность достигнуть различных степеней напряжения смещения

между сторонами трансформатора. Схема соединения вторичной обмотки с целью снижения несимметричных режимов работы трехфазного трансформатора - зигзаг.

В режимах обычных однофазных и двухфазных коротких замыканий (к.з.) схема зигзага обеспечивает отсутствие тока и потока нулевой последовательности и, соответственно, меньшие искажения напряжений и токов в режимах несимметричной нагрузки.

Схема соединения обмотки зигзаг приведена на рисунке 4

Yz11

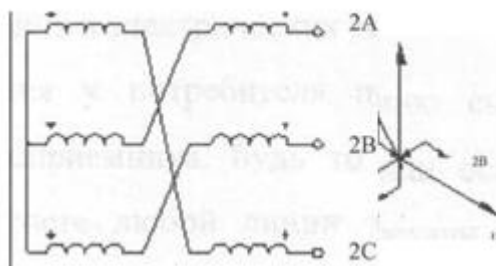


Рисунок 4 – Схема соединения обмотки зигзаг

При исследовании варианта электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» с применением столбовых трансформаторных подстанций три существующие КТП были заменены с учетом роста энергетических нагрузок в два раза на 46 СТП с мощностью силового трансформатора от 40 кВ до 100 кВА. Существующие сети 0,4 кВ подлежат демонтажу, а в местах, отведенных в постоянное пользование под электрические сети, будет проложена воздушная линия напряжением 10 кВ с совместным подвесом сетей 0.4 кВ.

СТП монтируются непосредственно на опорах ВЛ-10 кВ, и места под установку существующих КТП 10/0,4 кВ 630 кВА возможно передать под строительство бытового или административного хозяйства

2.3 Анализ потерь напряжения в распределительных сетях

Напряжение в электрических сетях изменяется из-за активного и индуктивного сопротивления проводов и кабелей. У источника электроэнергии оно выше, у потребителя чуть ниже. Есть нормативы, которые регламентируют допустимые потери напряжения в электрических сетях.

Снижение напряжения у потребителей, отличного от номинального, негативно отражается на самих электроприборах, будь то силовая или осветительная нагрузка. Поэтому при расчете любой линии электропередачи отклонения напряжений не должны превышать допустимых норм, сети, выбранные по току сгрузки и рассчитанные на нагрев, как правило, проверяют по потере напряжения.

Потерей напряжения называют величину, равную разности между • становившимися значениями действующего напряжения, измеренными в двух точках системы электроснабжения, например, алгебраическая разница между напряжением в начале (у источника питания) и в конце (на зажимах электроприемника) линии [5].

На вторичных обмотках трансформатора напряжение составляет 0,4 кВ (п. 1.2.23 ПУЭ. [6]), т.е. 105% от номинального напряжения электрической сети 0,38кВ. От шин трансформаторной подстанции (ТП) до вводного распределительного устройства (ВРУ) потребителя имеем потерю напряжения в нормальном режиме 5%. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 нормально допустимые предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения ΔU на выводах приемников электрической энергии равны соответственно $\pm 5\%$ и $\pm 10\%$ от номинального напряжения электрической сети [5].

Чтобы приемники электрической энергии получали нормируемое значение напряжения, трансформаторы обычно выдают в сеть напряжение на 5% больше.

Вычислить потерю напряжения ΔU , выраженную в процентах

относительно U_{ϕ} , можно по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_{\phi}} = \frac{I \cdot R_{л}}{U_{\phi}} \cdot 100\%, \quad (1)$$

где ΔU %-потеря напряжения в линии в %относительно напряжения в начале линии;

ΔU -потеря напряжения в линии, В;

U_{ϕ} -напряжение фазное в начале линии, В;

I -ток в линии, А;

$R_{л}$ -сопротивление линии, Ом.

Активное сопротивление линии $R_{л}$ определяется по формуле:

$$R_{л} = \rho \frac{l}{S}, \quad (2)$$

где $R_{л}$ - сопротивление линии, Ом;

ρ - удельное сопротивление материала провода или кабеля (алюминиевый =0.028), Ом-мм²/м;

l - длина линии (провода или кабеля), м;

S - сечение жилы провода или кабеля, мм .

Потери напряжения вычисляются по формуле:

$$\Delta U\% = \frac{I \cdot \rho \cdot l}{U_{\phi} \cdot S} \cdot 100\% \quad (3)$$

При известной активной мощности потребителя P , ток в линии I можно числить по формуле:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot \cos\varphi}, \quad (4)$$

где I- ток в линии, А;

U_ф-напряжение фазное в начале линии, В;

P - активная мощность потребителя, Вт;

cosφ - коэффициент мощности нагрузки (потребителя).

В результате анализа существующей системы электроснабжения были заявлены существенные ее недостатки, в частности превышение потерь напряжения у конечных абонентов при существующих нагрузках.

В результате разработки варианта системы электроснабжения с применением СТП удалось существенно сократить распределительные сети 0,4 кВ. Сокращение сетей 0,4 кВ привело к снижению потерь напряжения в распределительных сетях и уменьшению сечения изолированного провода. Существующие провода после демонтажа можно применить для реконструкции других распределительных сетей 0,4 кВ или продать на вторичном рынке.

Был выполнен расчёт потерь напряжения существующих распределительных сетей 0,4 кВ от КТП №1, №2, №3. Данные полученные в коде расчёта, сведены в таблицу 1.

Таблица 1- Потери напряжения в существующих сетях 0,4 кВ

№	КТ П №	Фидер	Длина самого протяженно го участка, м	Передаваема я мощность, кВт	Сечение провода	Потери, %
1	1	1	900	160	3x95+1x95+1x1 6	9,37
2	1	2	1080	157,5	3x120+1x120+1 x16	15,47
3	1	3	480	75	3x95+1x95+1x1 6	3,25
4	1	4	750	92,5	3x95+1x95+1x1 6	12,79

Продолжение таблицы 1

№	КТ П №	Фидер	Длина самого протяженно го участка, м	Передаваема я мощность, кВт	Сечение провода	Потери, %
5	2	1	420	100	3x95+1x95+1x1 6	4,93
6	2	2	420	95	3x95+1x95+1x1 6	3,72
7	2	3	480	130	3x95+1x95+1x1 6	5,33
8	2	4	420	65	3x95+1x95+1x1 6	4,67
9	3	1	510	90	3x95+1x95+1x1 6	4,6
10	3	2	330	25	3x95+1x95+1x1 6	1,97
11	3	3	360	25	3x95+1x95+1x1 6	4,1
12	3	4	450	90	3x95+1x95+1x1 6	4,1

Согласно ГОСТ Р 54149-2010 на качество электроэнергии для большинства электроприемников отклонение напряжения $\Delta U\%$ не должно превышать $\pm 5\%$ от номинального напряжения электрической сети [5].

Из анализа потерь напряжения на фидерах, существующих КТП видно превышение допустимого отклонения в нормальном режиме работы электрических сетей. Для приведения потерь напряжения в пределы допустимых значений, нормируемых по ГОСТу, необходимо произвести

конструкцию сетей 0,4 кВ, а при росте нагрузок и установку дополнительных КТП.

При проведении исследования варианта электроснабжения с применением СТП была решена задача с уменьшением потерь напряжения. Нагрузка при расчёте потерь напряжения с применением СТП была увеличена в два раза с учетом увеличения роста нагрузок потребителей в течении 5 лет.

Протяженность электрических сетей 0,4 кВ в исследуемом варианте системы электроснабжения сократилась до 100 м. Установка СТП вблизи потребителей и подвес проводов 0,4 кВ совместно с ВЛЗ-10 кВ позволили максимально сократить протяженность распределительных сетей 0,4 кВ, снизить потери напряжения в них. Подключение ограниченного количества абонентов позволит выровнять перекося напряжения по фазам.

При снижении длины сетей 0,4 кВ, существенно снизилось сечение проводов ВЛИ-0,4 кВ. Среднее сечение составляет 3x25+1x25+1x16. Потери напряжения в сетях 0,4 кВ не превышают 2%, что в случае дальнейшего роста нагрузок не отразится на качестве электроэнергии при данном сечении проводов. При значительном увеличении потребляемой нагрузки вблизи потребителей возможно без дополнительных затрат на постройку ВЛЗ-10 кВ подключить необходимое количество СТП.

Потери напряжения в исследуемых распределительных сетях 0,4 кВ представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Потери напряжения в исследуемых распределительных сетях

№	СТП №	Фидер	Длина самого протяженного участка, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение провода	Потери, %
1	1	1	90	25	3x25+1x25+1x16	0,74

Продолжение таблицы 2

2	2	2	45	25	3x25+1x25+1x16	0,54
3	3	1	45	25	3x25+1x25+1x16	0,54
4	4	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
5	5	1	60	25	3x25+1x25+1x16	0,74
6	6	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
7	7	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,58
8	8	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
9	9	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,57
10	10	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
11	11	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,57
12	12	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
13	13	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,57
14	14	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
15	15	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,57

Продолжение таблицы 2

16	16	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
17	17	1	120	40	3x25+1x25+1x16	1,57
18	18	2	60	25	3x25+1x25+1x16	0,54
19	19	1	90	25	3x25+1x25+1x16	0,74
20	20	1	60	25	3x25+1x25+1x16	0,54
21	21	2	60	20	3x25+1x25+1x16	0,41
22	22	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
23	23	1	90	25	3x25+1x25+1x16	0,74
24	24	1	105	35	3x25+1x25+1x16	1,37
25	25	1	90	25	3x25+1x25+1x16	0,74
26	26	1	150	25	3x25+1x25+1x16	2,0
27	27	1	30	15	3x25+1x25+1x16	0,19
28	28	2	60	20	3x25+1x25+1x16	0,41
29	29	1	90	15	3x25+1x25+1x16	0,75

Продолжение таблицы 2

30	30	2	30	10	3x25+1x25+1x16	0,16
31	31	2	60	20	3x25+1x25+1x16	0,41
32	32	1	60	30	3x25+1x25+1x16	0,49
33	33	2	75	25	3x25+1x25+1x16	0,63
34	34	2	90	25	3x25+1x25+1x16	0,7
35	35	1	60	25	3x25+1x25+1x16	0,49
36	36	2	75	25	3x25+1x25+1x16	0,63
37	37	1	105	40	3x25+1x25+1x16	1,46
38	38	1	105	40	3x25+1x25+1x16	1,46
39	39	2	60	25	3x25+1x25+1x16	0,49
40	40	1	480	75	3x25+1x25+1x16	3,25
41	41	1	75	40	3x25+1x25+1x16	1,46
42	42	1	75	40	3x25+1x25+1x16	1,46
43	43	2	60	25	3x25+1x25+1x16	0,49

Продолжение таблицы 2

44	44	2	75	40	3x25+1x25+1x16	1,46
45	45	1	75	40	3x25+1x25+1x16	1,46
46	46	2	60	25	3x25+1x25+1x16	0,49

Детальные расчеты потерь напряжения по участкам фидеров, исследуемых СТП и существующих КТП представлены в приложениях А, Б.

В ходе проведения анализа исследуемой системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» был произведен расчет потерь напряжения на стороне 10 кВ от КРУН-10кВ ПС 110/35/10 кВ «Белозерки» до самых удаленных подстанций на фидерах 1 и 19.

Расчет потерь напряжения в самонесущем изолированном проводе СИП-3 1x95, L=8900,0 м (длина от ячейки №1 до опоры 10 кВ №1000/211 P=1045 кВт). Активное сопротивление линии $R_{\text{л}}$ определяется по формуле (2):

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = 0.028 \cdot 8900 \cdot 95 = 2,620 \text{ м},$$

где ρ -удельное сопротивление проводника кабеля (алюминиевый; $\rho=0.028$), Ом мм²/м;

L-длина кабеля, м;

S-площадь сечения, мм².

Потеря напряжения в линии определяется по формуле (4):

$$\Delta U = 76,7 \cdot 2,62 = 200,96 \text{ В},$$

Потеря напряжения в линии в % относительно напряжения в начале ли определяется по формуле (1):

$$\Delta U \% = \Delta U 100 \Delta\% / U_H = (237,006 / 10500) \cdot 100\% = 1,94\%$$

Результаты расчёта потерь напряжения Ф-1 с учетом перспективы увеличения нагрузки в течении 5 лет в два раза приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Потери напряжения Ф-1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери, %
1	1	1900/1- 1900/211	8900,0	1395,0	3х СИП-3 1х95	1,94
2	1	1900/211- 1900/215	200,0	1395,0	3х СИП-3 1х95	2,015
3	1	1900/215- 1900/219	150,0	1345,0	3х СИП-3 1х95	2,068
4	1	1900/219- 1900/221	100,0	1260,0	3х СИП-3 1х95	2,102
5	1	1900/221- 1900/224	150,0	1150,0	3х СИП-3 1х95	2,148
6	1	1900/224- 1900/226	100,0	1025,0	3х СИП-3 1х95	2,175
7	1	1900/226- 1900/229	150,0	900,0	3х СИП-3 1х95	2,211
8	1	1900/229- 1900/231	100,0	775,0	3х СИП-3 1х95	2,232
9	1	1900/231- 1900/234	150,0	650,0	3х СИП-3 1х95	2,258
10	1	1900/234- 1900/236	100,0	525,0	3х СИП-3 1х95	2,272

Продолжение таблицы 3

11	1	1900/236- 1900/239	150,0	400,0	3х СИП-3 1х95	2,288
12	1	1900/239- 1900/243	180,0	310,0	3х СИП-3 1х95	2,303
13	1	1900/243- 1900/244	60,0	225,0	3х СИП-3 1х95	2,306
14	1	1900/244- 1900/245	60,0	110,0	3х СИП-3 1х95	2,308

Расчет потерь напряжения в самонесущем изолированном проводе СИП-3 1х95, L=8900,0 м. (длина от ячейки №19 до опоры 10 кВ №1900/211 P=1045 кВт). Активное сопротивление линии $R_{л}$ определяется по формуле (2):

$$R = \rho \cdot L / S = 0,028 \cdot 8900 / 95 = 2,62 \text{ Ом.}$$

Потери напряжения в линии определяются по формуле (4):

$$\Delta U = 57,46 \cdot 2,62 = 150,54$$

Потери напряжения в линии в % относительно напряжения в начале линии определяются по формуле (1):

$$\Delta U \% = \Delta U / U_{н} \cdot 100\% = (150,54 / 10500) \cdot 100\% = 1,43\%$$

Результаты расчета потерь напряжения 10кВ Ф-19 с учетом перспективы увеличения нагрузки в течении 5 лет в два раза приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Потери напряжения Ф-19

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
---	-------	---------	----------	----------------------------	-------------------------	----------

Продолжение таблицы 4

1	19	1900/1- 1900/211	8900,0	1045,0	3х СИП-3 1х95	1,43
2	19	10900/211- 1900/225	700,0	1045,0	3х СИП-3 1х95	1,54
3	19	1900/225- 1900/228	150,0	995,0	3х СИП-3 1х95	1,563
4	19	1900/228- 1900/232	200,0	925,0	3х СИП-3 1х95	1,591
4	19	1900/232- 1900/234	100,0	825,0	3х СИП-3 1х95	1,603
5	19	1900/234- 1900/238	200,0	665,0	3х СИП-3 1х95	1,6235
6	19	1900/238- 1900/241	150,0	440,0	3х СИП-3 1х95	1,6336
7	19	1900/241- 1900/244	150,0	215,0	3х СИП-3 1х95	1,638

Потери напряжения в линиях 10 кВ до самых удаленных столбовых трансформаторных подстанций с учетом перспективы увеличения нагрузки в течении 5 лет в два раза на Ф-1 и Ф-19 не превышают 2,0%. Замена существующего самонесущего изолированного провода СИП-3 сечением 1х95 в связи с ростом нагрузки не требуется. При дальнейшем увеличении нагрузки или присоединении новых заявителей увеличение сечения существующего провода СИП-3 не потребуется.

Присоединение новых абонентов от новых СТП будет дешевле чем строительство новых сетей 10 кВ и установки КТП, что позволит сократить затраты на подключение и увеличить доступность электроэнергии в коттеджном поселке «Яблоневый сад».

Поопорные схемы исследуемой системы электроснабжения коттеджного посёлка «Яблоневый сад» приведена чертеже 2.

2.4 Анализ технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны.

В международной практике принято считать, что относительные общие потери электроэнергии при ее передаче и распределении удовлетворительны, если они не превышают 4-5%. Потери электроэнергии на уровне 10% оценивают, как максимально допустимые с точки зрения физики передачи по сетям. Если этот уровень выше 10%, то, как правило, в потерях значительна коммерческая составляющая [8].

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей.

В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Разработка методов расчета, анализа потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий обеспечивают уменьшение потерь электроэнергии в распределительных сетях. Одним из таких мероприятий является использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети.

В современных энергетических системах потери передаваемой мощности являются одним из важных показателей работы энергосистемы.

Применение поэлементного метода расчета позволяет рассчитывать

потери по отдельным конкретным элементам (распределительные линии 10(6) кВ; трансформаторы 10(6)/0,4 кВ; распределительные линии 0,4 кВ), а также по сети в целом [8].

Фактические (отчетные) потери электроэнергии $\Delta W_{\text{Отч}}$ определяют, как разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, отпущенной из сети потребителям. Эти потери включают в себя составляющие различной природы: потери в элементах сети, имеющие чисто физический характер, расход электроэнергии на работу оборудования, установленного на подстанциях и обеспечивающего передачу электроэнергии, погрешности фиксации электроэнергии приборами ее учета и, наконец, хищения электроэнергии, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениями и т.д. Учитывая физическую природу и специфику методов определения количественных значений фактических потерь, они могут быть разделены на четыре составляющие:

- технические потери электроэнергии;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);
- коммерческие потери.

Технологические потери электроэнергии (ТПЭ) при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии. Объем (количество) технологических потерь электроэнергии в целях определения

норматива технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям рассчитывается в соответствии с Методикой расчета технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям в базовом периоде утвержденной приказом: «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» №326 от 30.12.2008 г. Министерством энергетики Российской Федерации [8].

Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникающие при ее передаче по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки), - условно - постоянных потерь - и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности нагрузки), - нагрузочных (переменных) потерь.

Нагрузочные потери электроэнергии в каждом элементе электрических сетей могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности (методы представлены в порядке понижения точности получаемых результатов расчета):

- метод оперативных расчетов;
- метод средних нагрузок.

Нагрузочные потери электроэнергии.

Нагрузочные потери - это потери в сопротивлениях трансформаторов.

Для анализа нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах произведем расчет методом средних нагрузок.

Потери в силовых трансформаторах, которые в общем виде можно определить по формуле:

$$\Delta W_H = K^2 \phi \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot K_k, \quad (5)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

$K^2\phi$ - квадрат коэффициента формы графика за базовый период;

K_k - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

T - число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$(K\phi)^2 = \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (6)$$

где K_3 - коэффициент заполнения графика; при отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки допускается $K_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери в существующих трансформаторных подстанциях приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузочные потери в силовых трансформаторах (СТ) КТП

№ С Т	Мощнос ть СТ, МВА	U_k В	k_k	ΔP_c р, кВт	k_2 φ	T , час	ΔW_H тыс. кВт* ч	I_{cp} А	W , кВт*ч	\cos φ	P , кВт	R , Ом
1	0,630	10, 0	0,9 9	2,64 5	1,3 3	876 0	30,50 3	21,4 6	30240 00	0,93	7,6	1,91 5
2	0,630	10, 0	0,9 9	2,15 5	1,3 3	876 0	24,86	19,3 7	27300 00	0,93	7,6	1,91 5
3	0,630	10, 0	0,9 9	0,78 7	1,3 3	876 0	9,087	11,7 1	16500 00	0,93	7,6	1,91 5

Суммарные нагрузочные потери в трех трансформаторных подстанциях, установленных на территории коттеджного поселка «Яблоневый сад», $\Delta W_{\text{сум.н.}}$ составляют сумму нагрузочных потерь в отдельно взятых КТП 630 кВА 10/0,4 кВ и определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сум. н}} = \Delta W_{\text{н.1}} + \Delta W_{\text{н.2}} + \Delta W_{\text{н.3}}, \quad (7)$$

где $\Delta W_{\text{н.1}}$, $\Delta W_{\text{н.2}}$, $\Delta W_{\text{н.3}}$ - нагрузочные потери в трансформаторных подстанциях 1, 2, 3, тыс. кВтч.

$$\Delta W_{\text{сум. н.}} = 30,503 + 24,86 + 9,087 = 64,45 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

В электрических системах также существуют условно-постоянные потери, которые включают:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов;
- потери на корону в воздушных линиях 110 кВ и выше;
- потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (СППС);
- потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (ТТ), трансформаторах напряжения (ТН), счетчиках и соединительных проводах);
- потери в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений;
- потери в изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- расход электроэнергии на плавку гололеда.

Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot T_{\text{pi}} \left(\frac{U_i}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (8)$$

где T_{pi} - число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -ом режиме, ч;

U_i - напряжение на высшей стороне трансформатора в i -ом режиме, кВ;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора, кВ.

Потери холостого хода в силовых трансформаторах комплектных трансформаторных подстанциях приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Потери холостого хода в СТ КТП

№ СТ	Мощность СТ, МВА	T, час.раб. в год	ΔP_{xx} , кВт	Uном, кВ	U _i , кВ	ΔW_{xx} , тыс. кВт*ч
1	0,630	8760	1,05	10,5	10,0	8,343
2	0,630	8760	1,05	10,5	10,0	8,343
3	0,630	8760	1,05	10,5	10,0	8,343

Суммарные потери холостого хода в комплектных трансформаторных подстанциях, применяемых в существующей системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад», $\Delta W_{\text{сум.н.}}$ составляют сумму нагрузочных потерь в отдельно взятых КТП и определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сум.н.}} = \Delta W_{xx.1} + \Delta W_{xx.2} + \Delta W_{xx.3} \quad (9)$$

где $\Delta W_{xx.1}$, $\Delta W_{xx.2}$, $\Delta W_{xx.3}$ - потери холостого хода в трансформаторных подстанциях 1, 2, 3, тыс. кВт*ч.

$$\Delta W_{\text{сум.н.}} = 8,343 + 8,343 + 8,343 = 25,029 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Суммарные потери мощности в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$\Delta W_{\text{сум}} = \Delta W_{xx} + \Delta W_{\text{н}} \quad (10)$$

где ΔW_{xx} - потери холостого хода в трансформаторных подстанциях, тыс. кВт*ч;

$W_{\text{н}}$ - нагрузочные потери в трансформаторных подстанциях, тыс. кВт*ч.

Суммарные потери в силовых трансформаторах КТП приведены в таблице 7

Таблица 7 – Суммарные потери в СТ КТП

№ СТ	Мощность СТ, МВА	$\Delta W_{\text{сум}}$ тыс. кВт*ч	$\Delta W_{\text{сум}}$, %
------	------------------	------------------------------------	-----------------------------

Продолжение таблицы 7

1	0,630	38,846	1,28
2	0,630	33,203	1,22
3	0,630	17,424	1,06
ИТОГО		89,473	3,56

В исследуемой системе электроснабжения для анализа экономической составляющей и выявления экономического эффект от применения СТП необходимо произвести расчет потерь мощности в оборудовании.

Нагрузочные потери в исследуемых столбовых трансформаторных подстанциях рассчитываются по формуле (5). Результаты расчета представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Нагрузочные потери в СТ СТП

№ С Т	Мощность СТ, МВА	U _{кВ}	кк	ΔP _{ср,кВт}	к2 ф	T, час	ΔW _н , тыс. кВт*ч.	I _{ср} , А	W, кВт*ч	cos φ	P, кВт	R, Ом
1	0,063	10,0	0,99	0,109	1,33	8760	1,254	1,064	150000	0,93	1,3	31,998
2	0,063	10,0	0,99	0,088	1,33	8760	1,016	0,985	135000	0,93	1,3	31,998
3	0,063	10,0	0,99	0,07	1,33	8760	0,803	0,851	120000	0,93	1,3	31,998
4	0,1	10,0	0,99	0,244	1,33	8760	2,816	1,277	180000	0,93	1,98	49,887
5	0,063	10,0	0,99	0,109	1,33	8760	1,254	1,064	150000	0,93	1,3	31,998

Продолжение таблицы 8

6	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
7	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
8	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
9	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
10	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
11	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
12	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
13	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
14	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
15	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
16	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
17	0,1	10,0	0,9 9	0,286	1,3 3	876 0	3,30 4	1,38 4	1950 00	0,9 3	1,3	31,9 98
18	0,063	10,0	0,9 9	0,088	1,3 3	876 0	1,01 6	0,98 5	1350 00	0,9 3	1,3	31,9 98
19	0,063	10,0	0,9 9	0,088	1,3 3	876 0	1,01 6	0,98 5	1350 00	0,9 3	1,3	31,9 98

Продолжение таблицы 8

20	0,063	10,0	0,9 9	0,088	1,3 3	876 0	1,01 6	0,98 5	1350 00	0,9 3	1,3	31,9 98
21	0,063	10,0	0,9 9	0,07	1,3 3	876 0	0,80 3	0,85 1	1200 00	0,9 3	1,3	31,9 98
22	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
23	0,063	10,0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,25 4	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
24	0,1	10,0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,81 6	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
25	0,063	10,0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,25 4	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
26	0,063	10,0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,25 4	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
27	0,04	10,0	0,9 9	0,027	1,3 3	876 0	0,31 3	0,63 9	9000 0	0,9 3	0,8 8	22,1 72
28	0,063	10, 0	0,9 9	0,07	1,3 3	876 0	0,803	0,85 1	1200 00	0,9 3	1,3	31,9 98
29	0,4	10, 0	0,9 9	0,027	1,3 3	876 0	0,313	0,63 9	9000 0	0,9 3	0,8 8	22,1 72
30	0,4	10, 0	0,9 9	0,027	1,3 3	876 0	0,313	0,63 9	9000 0	0,9 3	0,8 8	22,1 72
31	0,063	10, 0	0,9 9	0,07	1,3 3	876 0	0,803	0,85 1	1200 00	0,9 3	1,3	31,9 98
32	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
33	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98

Продолжение таблицы 8

34	0,063	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
35	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
36	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
37	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
38	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
39	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
40	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
41	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
42	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
43	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
44	0,063	10, 0	0,9 9	0,109	1,3 3	876 0	1,254	1,06 4	1500 00	0,9 3	1,3	31,9 98
45	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87
46	0,1	10, 0	0,9 9	0,244	1,3 3	876 0	2,816	1,27 7	1800 00	0,9 3	1,9 8	49,8 87

Суммарные нагрузочные потери в столбовых трансформаторных подстанциях, применяемых в исследуемой системе электроснабжения

коттеджного поселка «Яблоневый сад», $\Delta W_{\text{сум.н.}}$ составляют сумму нагрузочных потерь в отдельно взятых СТП и рассчитывается по формуле (7):

$$\Delta W_{\text{сум.н.}} = 89,317 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Анализ нагрузочных потерь в существующих КТП 630 кВА 10/0,4 кВ и СТП, применяемых в исследуемой системе электроснабжения, показал, что суммарные нагрузочные потери в СТП выше, чем в КТП.

Нагрузочные потери в СТП выше в связи с выполнением расчета на перспективное развитие коттеджного поселка и рост потребляемых нагрузок абонентки в течении 5 лет в два раза, а также с установкой 46 СТП вместо 3 КТП.

При увеличении потребляемой мощности в два раза для бесперебойного электроснабжения в нормальном режиме в существующей системе электроснабжения необходима установка дополнительных КТП различной мощности. После установки дополнительных КТП в существующей системе электроснабжения нагрузочные потери возрастут.

Потери холостого хода в исследуемых столбовых трансформаторных подстанциях рассчитываются по формуле 8. Результаты расчета представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Потери холостого хода в СТП

№ СТ	Мощность СТ, МВА	T, час.раб . в год	$\Delta P_{\text{хх}}$,кВ т	Uном, кВ	U _i , кВ	$\Delta W_{\text{х}}$ х, тыс. кВт* ч.	$\Sigma \Delta W_{\text{н}}$, тыс. кВт*ч.
27,29-30	0,040	8760	0,2	10,5	10,0	1,598	3,57

Продолжение таблицы 9

1-3,5,18- 21,23,25- 26,28,31- 36,39-40,43- 44	0,063	8760	0,15	10,5	10,0	1,192	34,96
4, 6- 17,22,24,37- 38,41- 42,45,46	0,100	8760	0,29	10,5	10,0	2,304	48,39

Суммарные потери холостого хода в столбовых трансформаторных подстанциях, используемых в исследуемой системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад», $\Delta W_{\text{сум.хх.}}$ составляют сумму нагрузочных потерь в отдельно взятых СТП и рассчитываются по формуле 9:

$$\Delta W_{\text{сум.хх.}} = 86,92 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Анализ потерь холостого хода в существующих КТП 630 кВА 10/0,4 кВ и СТП, рассматриваемых в исследуемой системе электроснабжения, показал, что суммарные потери холостого хода в СТП выше, чем в КТП.

Потери холостого хода в СТП выше в связи с большим количеством единиц устанавливаемых СТП, применяемых для эффективного и бесперебойного электроснабжения потребителей, и уменьшением протяженности распределительных сетей 0,4 кВ. Количество СТП составляет 46 шт, тогда как существующих КТП в системе электроснабжения 3 шт.

С учетом роста нагрузок в течении пяти лет необходима установка дополнительных КТП различной мощности. После установки дополнительных

КТП в существующей системе электроснабжения потери холостого хода в анализируемых СТП будут незначительно выше.

Низкие потери холостого хода в СТП объясняются малой мощностью трансформаторов.

Суммарные потери мощности в столбовых трансформаторных подстанциях рассчитываются по формуле 10 и приведены в таблице 10 .

Таблица 10 – Суммарные потери в силовых трансформаторах СТП

№ СТ	Мощность СТ, МВА	$\Delta W_{\text{сум}}$ тыс. кВт*ч	$\Delta W_{\text{сум}}$, %
1	0,04	4,5	1,6
2	0,063	61,354	1,94
3	0,1	110,452	2,99
ИТОГО		246,3	6,53

Достоинством маломощных СТП является схема соединения вторичной обмотки «зигзаг». В существующих КТП и КТП с мощностью силового трансформатора более 100 кВА соединение вторичной обмотки «зигзаг» - нецелесообразно из-за большой стоимости данных трансформаторов.

Схема соединений обмоток Y/Z (зигзаг) используется, в основном, в понижающих трансформаторах небольшой номинальной мощностью. При такой схеме нейтральная точка соединения обмоток в зигзаг выведена на клеммную колодку для того, чтобы иметь возможность использовать фазные напряжения. Данное решение применяется редко, прежде всего, из экономических соображений. Сравнивая, например, звезду и зигзаг, при одинаковом номинальном токе и одинаковом сечении проводов, можно сделать вывод, что количество витков зигзага при одинаковом наименьшем линейном напряжении в $2/\sqrt{3}$ раза превышает количество витков звезды, отсюда стоимость меди в зигзаге более чем на 15% превышает стоимость меди в звезде. Поэтому использование таких схем ограничивается, прежде всего, питанием асимметричных потребителей (например, в случае большого количества однофазных потребителей), когда необходимо симметричное распределение фазных напряжений во вторичной части трансформатора.

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях электропередачи, как отдельном элементе системы электроснабжения коттеджного посёлка «Яблоневый сад», могут быть рассчитаны одним из двух методов в зависимости от информационной обеспеченности:

- оперативных расчетов;
- средних нагрузок.

Анализ нагрузочных потерь электроэнергии в ЛЭП.

Наиболее достоверны результаты, полученные поэлементным расчетом сетей 0,4 кВ и 10 кВ. Однако при этом необходимо иметь полную информацию конфигурации сети, марках и сечениях проводов, токах в фазных и нулевых проводах, получение которой весьма затруднительно. Более простым с этой точки зрения является расчет потерь электроэнергии методом средних нагрузок или методом числа часов наибольших потерь мощности. Но использование данных методов также требует весьма трудоемкого поэлементного расчета сети при наличии исходной информации о токах и потоках активной мощности по линиям, сбор которой для многих сетевых организаций также практически невозможен. Анализ результатов потерь в исследуемой системе произведен путем применения метода средних нагрузок [8].

Нагрузочные потери электроэнергии в ЛЭП за базовый период определяются по формуле (5):

$$\Delta W_{\text{н}} = K^2_{\text{ф}} \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot K_{\text{к}},$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ - потери мощности в двухобмоточном трансформаторе при средних за базовый период нагрузках, кВт;

$K^2_{\text{ф}}$ - квадрат коэффициента формы графика за базовый период;

$K_{\text{к}}$ - коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

T - число часов в базовом периоде, ч.

Коэффициент формы графика определяется по формуле (6):

$$(K\phi)^2 = \frac{1+2\cdot K_3}{3\cdot K_3},$$

где K_3 - коэффициент заполнения графика при отсутствии данных о коэффициенте заполнения графика нагрузки допускается $K_3 = 0,5$.

Нагрузочные потери в существующих линиях электропередачи 10 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Нагрузочные потери в существующих ЛЭП-10 кВ

Участок	Тип	U, кВ	кк	ΔP_c , р, кВт	k2 ф	T, час	ΔW_H , тыс. кВт*ч	I _{ср} , А	W, кВт*ч	С _о s ф	l, км	го, ом/км	R, ом
1000/1 - 1000/2 11	СИП-3 1x95	10	0,99	9,48 9	1,3 3	60 00	74,96 5	31,2 89	3024 000	0,9 3	8,9	0,3 63	3,2 3
1900/1 - 1900/2 11	СИП-3 1x95	10	0,99	19,9 06	1,3 3	60 00	157,2 61	45,3 1	4380 000	0,9 3	8,9	0,3 63	3,2 3
1000/2 11 - 1000/2 35	СИП-3 1x95	10	0,99	1,27 9	1,3 3	60 00	10,10 4	31,2 89	3024 000	0,9 3	1,2	0,3 63	0,4 35

Продолжение таблицы 11

1900/2 11 - 1900/2 24	СИП- 3 1x95	10	0,99	1,45	1,3 3	60 00	11,48 7	45,3 1	4380 000	0,9 3	0,6 5	0,3 63	0,2 35
1900/2 24 - 1900/2 41	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,27	1,3 3	60 00	2,13	17,0 7	1650 000	0,9 3	0,8 5	0,3 63	0,3 08
Итого Ф-1							85,06		3024 000				
Итого Ф-19							170,8		4380 000				

Потери мощности в ЛЭП 10 кВ ф-19 составляют 0,039% от передаваемой мощности.

При расчете потерь в сетях 0,4 кВ наиболее остро стоит проблема разделения единой системы электроснабжения на транспортную и технологическую части. Под последней подразумеваются участки транспортной сети, обеспечивающие непосредственно конечное преобразование электроэнергии в иные ее виды. Учитывая реальное распределение точек подключения сторонних потребителей, объемы полезного отпуска по уровням напряжения и сложности расчета потерь в сетях 0,4 кВ, практически во всех случаях целесообразно полностью отнести эти сети к технологической части.

Нагрузочные потери в существующих линиях электропередачи 0,4 кВ приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Нагрузочные потери в существующих сетях ЛЭП-0,4 кВ

Участок	Тип провода	Uк В	кк	ΔPcp , кВт	к2 φ	T, час	ΔWн, тыс. кВт*ч	Icp, А	ΔWс р, кВт* ч	Со сφ	Σ I φ.к м
КТП-1 Ф-1	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	166,5 1	1,3 3	600 0	1315,4 6	248, 32	9600 00	0,9 3	2,1 9
КТП-1 Ф-2	3x95+1x120+ 1x16	0,4	0,9 9	136,3 2	1,3 3	600 0	1076,9 9	244, 44	9450 00	0,9 3	2,3 4
КТП-1 Ф-3	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	15,53	1,3 3	600 0	122,74	116, 4	4500 00	0,9 3	0,9 3
КТП-1 Ф-4	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	40,4	1,3 3	600 0	319,20 8	143, 56	5550 00	0,9 3	1,5 9
КТП-2 Ф-1	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	39,24	1,3 3	600 0	309,72	155, 22	6000 00	0,9 3	1,3 2
КТП-2 Ф-2	3x95+1x120+ 1x16	0,4	0,9 9	76,76	1,3 3	600 0	606,45	197, 88	7650 00	0,9 3	1,5 9
КТП-2 Ф-3	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	82,82	1,3 3	600 0	654,27	201, 76	7800 00	0,9 3	1,6 5
КТП-2 Ф-4	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9 9	33,88	1,3 3	600 0	267,66	151, 32	5850 00	0,9 3	1,2

Продолжение таблицы 12

КТП- 3 Ф-1	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9	28,86	1,3	600	228,07	139, 68	5400 00	0,9 3	1,2
КТП- 3 Ф-2	3x95+1x120+ 1x16	0,4	0,9	4,02	1,3	600	31,76	73,7 2	2850 00	0,9 3	0,6
КТП- 3 Ф-3	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9	4,22	1,3	600	33,35	73,7 2	2850 00	0,9 3	0,6 3
КТП- 3 Ф-4	3x95+1x95+1 x16	0,4	0,9	28,14	1,3	600	222,36	139, 68	5400 00	0,9 3	1,1 7
Итого КТП- 1							2834,3 9		2910 000		
Итого КТП- 2							1838,1		2730 000		
Итого КТП- 3							515,54		1650 00		

Потери мощности в ЛЭП 0,4 кВ КТП 1 составляют 0,97% от передаваемой мощности.

Потери мощности в ЛЭП 0,4 кВ КТП 2 составляют 0,67% от передаваемой мощности.

Потери мощности в ЛЭП 0,4 кВ КТП 3 составляют 3,12% от передаваемой мощности.

Нагрузочные потери в исследуемых линиях электропередачи 10 кВ приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Нагрузочные потери в ЛЭП-10 кВ в исследуемой системе

Участок	Тип	U, кВ	кк	ΔP_c , р, кВт	k2, ф	T, час	ΔW_H , тыс. кВт*ч	I _{ср} , А	W, кВт*ч	С _о , s ф	l, км	го, ом/км	R, ом
Ф-,1-211	СИП-3 1x95	10	0,99	40,791	1,33	6000	322,257	64,874	6270000	0,93	8,90	0,363	3,23
211-225	СИП-3 1x95	10	0,99	3,208	1,33	6000	25,344	74,874	6270000	0,93	0,70	0,363	0,25
225-228	СИП-3 1x95	10	0,99	0,623	1,33	6000	4,922	61,770	5970000	0,93	0,15	0,363	0,054
228-232	СИП-3 1x95	10	0,99	0,718	1,33	6000	5,672	57,425	5550000	0,93	0,20	0,363	0,07
232-234	СИП-3 1x95	10	0,99	0,286	1,33	6000	2,259	51,217	4950000	0,93	0,10	0,363	0,036
234-238	СИП-3 1x95	10	0,99	0,371			2,931	41,284	3990000	0,93	0,20	0,363	0,072
238-241	СИП-3 1x95	10	0,99	0,122	1,33	6000	0,964	27,315	2640000	0,93	0,15	0,363	0,054

Продолжение таблицы 13

241-244	СИП-3 1x95	10	0,99	0,08 4	1,3 3	60 00	0,664	22,6 59	2190 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
244-264	СИП-3 1x95	10	0,99	0,00 9	1,3 3	60 00	0,071	3,72 5	3600 00	0,9 3	0,6 0	0,3 63	0,2
Итого Ф-1							365,0		3819 0000				
Ф-19,1-211	СИП-3 1x95	10	0,99	72,6 92	1,3 3	60 00	574,2 81	86,6 03	8370 000	0,9 3	8,9 0	0,3 63	3,2 3
211-215	СИП-3 1x95	10	0,99	1,63 4	1,3 3	60 00	12,90 9	86,6 03	8370 000	0,9 3	0,2 0	0,3 63	0,0 72
215-219	СИП-3 1x95	10	0,99	1,13 9	1,3 3	60 00	8,998	83,4 99	8070 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
219-221	СИП-3 1x95	10	0,99	0,66 6	1,3 3	60 00	5,262	78,2 22	7560 000	0,9 3	0,1	0,3 63	0,0 36
221-224	СИП-3 1x95	10	0,99	0,83 3	1,3 3	60 00	6,581	71,3 93	6900 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
224-226	СИП-3 1x95	10	0,99	0,44 1	1,3 3	60 00	3,484	63,6 33	6150 000	0,9 3	0,1	0,3 63	0,0 36

Продолжение таблицы 14

226- 229	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,51 0	1,3 3	60 00	4,029	55,8 73	5400 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
229- 231	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,25 2	1,3 3	60 00	1,991	48,1 13	4650 000	0,9 3	0,1	0,3 63	0,0 36
231- 234	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,26 6	1,3 3	60 00	2,101	40,3 52	3900 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
234- 236	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,11 6	1,3 3	60 00	0,916	32,5 92	3150 000	0,9 3	0,1	0,3 63	0,0 33
236- 239	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,10 1	1,3 3	60 00	0,798	24,8 32	2400 000	0,9 3	0,1 5	0,3 63	0,0 54
239- 243	СИП- 3 1x95	10	0,99	0,07 3	1,3 3	60 00	0,577	19,2 45	1860 000	0,9 3	0,1 8	0,3 63	0,0 65
Итого Ф-19							622,2 9		6879 0000				

Потери мощности в ЛЭП 10 кВ ф-1 составляют 0,01% от передаваемой мощности.

Потери мощности в ЛЭП 10 кВ ф-19 составляют 0,009% от передаваемой мощности.

Нагрузочные потери в линиях электропередачи 0,4 кВ применяемых в исследуемой системе электроснабжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Нагрузочные потери в ЛЭП-0,4 кВ в исследуемой системе

Участок	Тип провода	Uк В	кк	$\Delta P_{ср}$, кВт	к2 ф	T, час	ΔW_H , тыс. кВт*ч	I _{ср} , А	ΔW_c р, кВт*ч	С _о сφ	ΣI ф.к м
СТП-1	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	4,173	1,3 3	600 0	32,968	77,6 01	3000 00	0,9 3	0,1 50
СТП-2	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	2,028	1,3 3	600 0	16,022	69,8 41	2700 00	0,9 3	0,0 90
СТП-3	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	1,603	1,3 3	600 0	12,664	62,0 81	2400 00	0,9 3	0,0 90
СТП-4	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	6,009	1,3 3	600 0	47,472	93,1 21	3600 00	0,9 3	0,1 50
СТП-5	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	4,173	1,3 3	600 0	32,968	77,6 01	3000 00	0,9 3	0,1 50
СТП-6	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	6,009	1,3 3	600 0	47,472	93,1 21	3600 00	0,9 3	0,1 50
СТП-7	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	8,463	1,3 3	600 0	66,859	100, 881	3900 00	0,9 3	0,1 80
СТП-8	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9 9	6,009	1,3 3	600 0	47,472	93,1 21	3600 00	0,9 3	0,1 50

Продолжение таблицы 14

СТП-9	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	8,463	1,3	600	66,859	100,	3900	0,9	0,1
			9		3	0		881	00	3	80
СТП-10	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-11	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	8,463	1,3	600	66,859	100,	3900	0,9	0,1
			9		3	0		881	00	3	80
СТП-12	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-13	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	8,463	1,3	600	66,859	100,	3900	0,9	0,1
			9		3	0		881	00	3	80
СТП-14	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-15	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	8,463	1,3	600	66,859	100,	3900	0,9	0,1
			9		3	0		881	00	3	80
СТП-16	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-17	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	8,463	1,3	600	66,859	100,	3900	0,9	0,1
			9		3	0		881	00	3	80

Продолжение таблицы 14

СТП-18	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	2,704	1,3	600	21,362	69,8	2700	0,9	0,1
			9		3	0		41	00	3	20
СТП-19	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	2,704	1,3	600	21,362	69,8	2700	0,9	0,1
			9		3	0		41	00	3	20
СТП-20	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	2,704	1,3	600	21,362	69,8	2700	0,9	0,1
			9		3	0		41	00	3	20
СТП-21	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	2,704	1,3	600	21,362	69,8	2700	0,9	0,1
			9		3	0		41	00	3	20
СТП-22	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-23	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	4,173	1,3	600	32,968	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	50
СТП-24	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-25	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	4,173	1,3	600	32,968	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	50
СТП-26	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	7,512	1,3	600	59,346	77,6	3000	0,9	0,2
			9		3	0		01	00	3	70

Продолжение таблицы 14

СТП-26	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	7,512	1,3	600	59,346	77,6	3000	0,9	0,2
			9		3	0		01	00	3	70
СТП-27	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	0,751	1,3	600	5,933	46,5	1800	0,9	0,0
			9		3	0		61	00	3	75
СТП-28	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	1,603	1,3	600	12,664	62,0	2400	0,9	0,0
			9		3	0		81	00	3	90
СТП-29	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	1,502	1,3	600	11,866	46,5	1800	0,9	0,1
			9		3	0		61	00	3	50
СТП-30	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	0,751	1,3	600	5,933	46,5	1800	0,9	0,0
			9		3	0		61	00	3	75
СТП-31	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	1,603	1,3	600	12,664	62,0	2400	0,9	0,0
			9		3	0		81	00	3	90
СТП-32	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-33	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-34	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50

Продолжение таблицы 14

СТП-35	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-36	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-37	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-38	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-39	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-40	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-41	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-42	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-43	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20

Продолжение таблицы 14

СТП-44	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	3,339	1,3	600	26,379	77,6	3000	0,9	0,1
			9		3	0		01	00	3	20
СТП-45	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
СТП-46	3x25+1x25+1 x16	0,4	0,9	6,009	1,3	600	47,472	93,1	3600	0,9	0,1
			9		3	0		21	00	3	50
Итого							1726,1		1461		
							5		000		

Потери мощности в ЛЭП 0,4 кВ составляют 0,12% от передаваемой мощности

Анализ потерь мощности в распределительных сетях до реконструкции и после реконструкции показал снижение потерь мощности в системе электроснабжения после реконструкции на 53,5%. С учетом выполнения расчетов исследуемой системы электроснабжения с ростом нагрузки в два раза, потери без увеличения нагрузки были бы в 4 раз ниже с заменой комплектных трансформаторных подстанций на столбовые и переходом на сети 10 кВ непосредственно до границ участков абонентов. Итоговые результаты расчетов потерь мощности сведены в таблице 15.

Таблица 15 – Анализ потерь мощности в системах электроснабжения

Потери	КТП 10/0,4 кВ 630 кВА	СТП 10/0,4 кВ	ЛЭП-10 кВ	ЛЭП-0,4 кВ	Суммарные ΔW , тыс. кВт*ч	Итого в %
--------	--------------------------------	---------------------	--------------	---------------	---	--------------

Продолжение таблицы 15

ΔW, тыс. кВт*ч до реконструкции	89,473		255,86	5188,03	5533,363	100%
ΔW, тыс. кВт*ч после реконструкции		246,3	987,298	1726,15	2959,748	46,5%

Самые существенные потери в существующей системе электроснабжения наблюдаются в распределительных сетях 0,4 кВ. Сокращение сетей 0,4 кВ позволит снизить данные потери мощности в три раза и сделать потери напряжения не более 2%, что приведет к соответствию требованиям ГОСТа Р 54149-2010.

В результате увеличения протяженности сетей 10 кВ в анализируемом варианте системы электроснабжения коттеджного посёлка «Яблоневый сад» и увеличения нагрузки в два раза мы наблюдаем рост потерь мощности в силовых трансформаторах СТП. Потери мощности в исследуемых сетях 10 кВ незначительны по сравнению с потерями в распределительных сетях 0,4 кВ. Применение сетей 10 кВ в качестве распределительных сетей и подвод их непосредственно к абонентам позволит в дальнейшем при увеличении нагрузки без существенных затрат выполнить подключение дополнительных столбовых трансформаторных подстанций. Увеличение потерь в распределительных сетях будет пропорционально подключаемой мощности, но потери не будут превышать потери при дальнейшем увеличении использования сетей 0,4 кВ, так как это видно при анализе существующей системы электроснабжения по сравнению с проектируемой.

2.5 Анализ незаконного подключения к распределительным сетям 0,4 кВ и мероприятия по устранению проблемы

ПО законодательству Российской Федерации самовольное подключение к энергетическим сетям согласно статье 7.19 Кодекса об административных правонарушениях влечет наложение административного штрафа на граждан от 1500 до 2000 рублей; на должностных лиц - от 3000 до 4000 рублей; на юридических лиц - от 30 000 до 40 000 рублей.

Кроме того, за это деяние предусмотрена ответственность по статье 165 Уголовного кодекса (причинение имущественного ущерба собственнику или иному владельцу имущества путем обмана или злоупотребления доверием). Максимальное наказание по этой статье - лишение свободы на срок до пяти лет со штрафом до 80 000 рублей.

Однако обычно суды дают за такие преступления условные сроки. Незаконное подключение к электросетям, минуя приборы учета, - одна из самых серьезных проблем энергоснабжающих организаций.

Существует множество способов хищения электроэнергии. Как видно из вышеизложенного, наказания за незаконное потребление электрической энергии не могут компенсировать потери сетевых организаций.

Хищению электроэнергии способствует известная специфическая особенность данного товара, заключающаяся в том, что его производство, передача, распределение и приобретение (потребление) происходят одновременно. На всех указанных этапах данный товар нет возможности складировать (аккумулировать) и хранить. Завершающим этапом этого цикла является реализация электрической энергии ее потребителям, определяющая коммерческие (финансовые) результаты деятельности энергосбытовых компаний.

В то же время превышение расхитителями электроэнергии разрешенной мощности может привести к следующим нежелательным последствиям:

- к снижению частоты промышленного тока в энергосистеме с

последующим возникновением (угрозой возникновения) аварийных ситуаций и даже к «развалу» энергосистемы;

- к отклонениям напряжения (увеличению потерь напряжения);

- к возрастанию тока, коммерческих потерь активной и реактивной мощности, что ухудшает пропускную способность и приводит к удорожанию эксплуатации электрических сетей.

Коммерческие потери электроэнергии представляют собой потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате электроэнергии бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля потребления электроэнергии.

Непрерывный рост тарифов на электроэнергию приводит к снижению результативности мероприятий по энергосбережению, увеличению числа неплательщиков и к массовым хищениям электроэнергии. В то время как энергоснабжающие организации приводят доводы и обоснования целесообразности введения как можно более высоких тарифов на электроэнергию, они сами по этой причине несут немалые убытки из-за коммерческих потерь в электрических сетях, в том числе вследствие хищений электроэнергии.

Существует и обратная сторона проблемы: рост масштабов хищения электроэнергии, в свою очередь, влияет на повышение тарифов.

При этом способы хищения электроэнергии постоянно совершенствуются. По мере их выявления появляются новые, более изощренные и скрытые; они постоянно совершенствуются и зачастую не поддаются обнаружению и предотвращению.

Для этого существуют объективные причины и предпосылки, в том числе повышение тарифной стоимости электроэнергии, снижение платежеспособности в бытовом и мелкомоторном секторах, сравнительная простота и доступность способов хищения, несовершенство законодательной базы для привлечения расхитителей электроэнергии к судебной ответственности и т. д.

Поэтому проблема борьбы с похитителями электроэнергии в обозримом будущем вряд ли будет эффективно решаться, хотя ущерб от хищения электроэнергии сопоставим с ущербом от неплатежей. Причем неплатежи, как правило, полностью или частично погашаются, в то время как ущерб от хищений электроэнергии постоянно возрастает.

Парадоксы инвестиционной программы РАО «ЕЭС России» заключаются в том, что немалой долей запланированных инвестиций в электроэнергетику пользуются безучетные потребители электрической энергии.

Величина ущерба, связанная с несанкционированным подключением к электросети и возникающими при этом коммерческими потерями электроэнергии масштабная, практически непрогнозируемая, постоянно растущая и непосредственно связана с возрастающим дефицитом мощности в электросетях.

В проблеме несанкционированного подключения к электросети имеет место еще одно немаловажное обстоятельство, связанное с электробезопасностью. Нередки случаи, когда при таком подключении возникают электротравмы и смертельные случаи поражения электрическим током.

Как правило, самовольные подключения производятся без соблюдения действующих норм и правил, необходимых технологических и разрешительных процедур и поэтому представляют собой потенциальную опасность. Особенно часто такие случаи имеют место при строительстве жилых домов, коттеджей и т. д.

Строители - далеко не единственные пользователи «черного» рынка электроэнергии. Пиратский контингент многолик и разнообразен. Около 40 его процентов - арендаторы нежилых помещений. Немалую лепту в это дело вносят владельцы рекламоносителей, подключающие свои световые объекты к внутридомовым сетям. Зачастую незаконными пользователями являются комплексы мелкорозничной торговли. При наличии в таких торговых точках (ларьках) электрообогревательных приборов, подключенных к

распределительному щиту жилого дома, возникают критические перегрузки внутри домовых электросетей.

Учет электроэнергии происходит путем перемножения мгновенных значений тока и напряжения, действующих на обмотках, поэтому, если в одной из обмоток изменить его на обратное, направление вращения диска тоже изменится. При этом важно также взаимное направление. Так что одной из задач «недобросовестного» потребителя является прекращение тока в токовой обмотке или изменение его направления относительно обмотки напряжения.

Рассмотрим самые популярные способы незаконного потребления электроэнергии:

1) отмотать уже зафиксированные показания. Применяются различные фазосдвигающие трансформаторы, изменение схемы включения электросчетчика и механическое воздействие на счетный механизм. К этой категории также относятся способы, основанные на перепрограммировании электронных счетчиков.

2) обойти токовую цепь счетчика. Существует бесчисленное множество способов от банального наброса докоммутируемой шунтирующей перемычки, так или иначе сводящихся к направлению большей части электрического тока помимо токовой цепи счетчика.

3) механическое или магнитное воздействие на счетный механизм электросчетчика и диск.

4) искажение протекающего через токовую обмотку счетчика тока. Это своего рода профессиональные способы хищения электроэнергии (включение диода в цепь электронного счетчика).

5) изменение параметров трансформаторов тока и напряжения. Широкий спектр манипуляций.

6) незаконное подключение в обход приборов учета.

В связи с наличием огромного количества способов нелегального пользования электроэнергией работниками энергосбыта используются следующие зарекомендовавшие себя способы борьбы: пломбировка узлов

учета, периодическая поверка счетчиков, очередные осмотры расчетных узлов учета, анализ динамики потребления электроэнергии, перенос расчетных узлов в места недоступные для потребителя места, рейды по сельской местности, подключение органов внутренних дел, замена устаревших электрических счетчиков на более современные, требование установки устройства защитного отключения (УЗО).

Если потребитель попал под подозрение или еще хуже попал в конфронтацию с сетевой компанией на него обрушится весь спектр мероприятий по недопущению воровства электроэнергии. Поэтому самые «изошренные» воры электроэнергии стараются оставаться «друзьями» для работников сетевых компаний и не допускать никаких подозрений.

Наиболее популярные способы хищения электроэнергии:

1 Механические способы хищения:

1.1 перемещение индукционного счетчика из вертикального положения в полугоризонтальное для того, чтобы снизить скорость вращения диска или остановить его.

1.2 изменение параметров счетчика с нарушением пломбы: в основном эти способы определяются по наличию и состоянию пломб и через нормальную скорость вращения диска (исходя из количества оборотов на 1кВт).

1.3 магнитные способы хищения: воздействие на счетчик сильным внешним постоянным магнитным полем. При поднесении сильного постоянного магнита к задней части (обычно) эл.счетчика либо к передней его части (для электромеханических счетчиков с шаговыми двигателями). Если положить магнит на некоторые трехфазные счетчики (СЭТ, ЦЭ, например) они просто перестают правильно учитывать электроэнергию.

2 Электрические способы хищений электроэнергии:

2.1 открытое подключение к электросети помимо счетчика:

2.1.1 установка розетки на опоре и подключение её к ВЛ1. Используется в основном в глухих деревнях, дачных поселках. Могут быть варианты с автоматами, пакетными выключателями, также «маскирование» под

выключатель уличного освещения (параллельно освещению).

Контролер при следовании по своему участку должен наблюдать за присоединениями на опоре, вводами в здания. Порой так легко можно обнаружить подключения строек, сварочных аппаратов, станков и пр.

2.1.2 наброс проводов нагрузки на линию электропередачи помимо счетчика. Набросы чаще производятся на вводные изоляторы, установленные на домах.

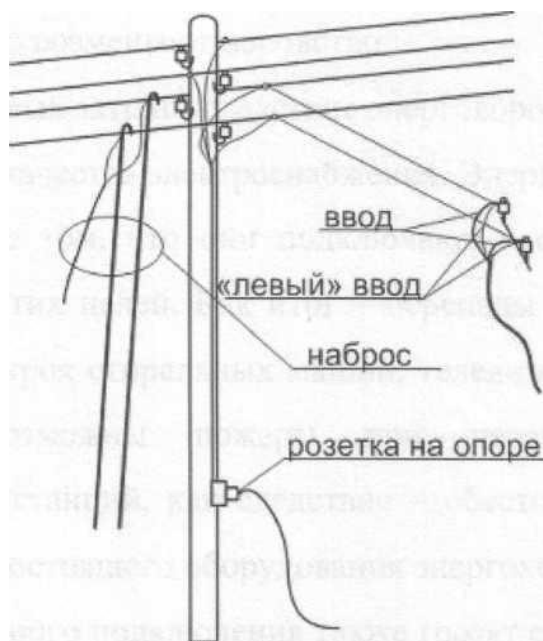


Рисунок 5 – Незаконное подключение способом наброса и установки розетки на опоре

2.1.3 Присоединение проводов нагрузки к клеммным колодкам, установленным на сетевом вводе до счетчика.

2.2 Оборудование дополнительной электропроводки и устройств.

2.3 Изменение схемы включения счетчика с нарушением пломб.

2.4 Нарушение вторичной цепи трансформатора тока.

2.5 Нарушение вторичной цепи трансформатора напряжения.

Энерговоры самовольно подключаются к линиям электропередачи путем набросов. Некоторые поступают более изощренно: делают ответвления от основной линии, ведущей к прибору учета, сооружают разнообразные скрутки

на крышах домов и всевозможных постройках.

Эта энергия списывается на потери, которые энергоснабжающая организация по современному российскому законодательству должна плачивать за счет собственных средств. Финансовые ресурсы, идущие на плату потерь, допущенных по вине потребителей, изымаются от строительства новых линий, ремонтных работ, работ по улучшению качества услуг. Получается, что именно законопослушные граждане, исправно оплачивающие счета за электроэнергию возмещают воровство.

Помимо финансовых затрат вследствие энерговоровства потребители еще страдают и от низкого качества электроснабжения. Энерговоришек совершенно не беспокоит вопрос о том, что они подключают к сети оборудование, не приспособленное для этих целей. Как итог - перепады напряжения, короткие замыкания, выход из строя стиральных машин, телевизоров, холодильников и прочей техники. Возможны пожары при перегрузке оборудования трансформаторных подстанций, как следствие - обесточивание потребителей поселка и ремонт дорогостоящего оборудования энергохозяйства.

Попытки незаконного подключения также грозят серьезными травмами и даже смертельным исходом, как для самих воришек, так и для не причастных людей. Например, в деревне Тинская Саянского района Красноярского края один из жителей, ранее отключенный за неуплату, попытался самовольно подключиться к электросетям филиала ОАО «МРСК Сибири» «Красноярскэнерго». В итоге - попал под напряжение и был смертельно поражен электрическим током.

В системе электроснабжения поселка «Яблоневый сад» из-за случаев самоподключения повышается нагрузка на электросети, оборудование работает на пределе возможностей и может не выдержать, тогда останется без света одна треть поселка, так как в системе электроснабжения принимает участие всего 3 комплектные подстанции.

Исследуемая система электроснабжения поселка «Яблоневый сад», выполненная с использованием столбовых трансформаторных подстанций и

использующая 10 кВ в качестве основного напряжения распределительных сетей практически устраняет проблему незаконного подключения путем наброса проводов на опоры ВЛ 0,4 кВ. В отдельных случаях возможно безнаказанно подключиться к линиям электропередач, однако совместный подвес проводов высокого напряжения 10 кВ и 0,4 кВ заставит задуматься.

Применение столбовых трансформаторных подстанций малой мощности позволяет запитать ограниченное количество потребителей. В РУ 0,4 кВ СТП установлены приборы коммерческого учета позволяющие отслеживать потребление электроэнергии по фидерам. Увеличение мощности или несоответствие показаний приборов коммерческого учета установленных в РУ 0,4 кВ СТП и у потребителя позволит быстро выявить участок, на котором происходит незаконное потребление электрической энергии.

Быстрое определение участка, на котором происходит незаконное потребление электрической энергии позволит успешно бороться не только с незаконным подключением методом наброса проводов, но и успешно выявлять остальные методы воровства электроэнергии.

В результате применения исследуемой системы электроснабжения в поселке «Яблоневый сад» возможно, минимально сократить хищение электроэнергии и обеспечить быстрое действие при выявлении данных случаев.

2.6 Выводы по разделу 2

Для обеспечения нормального режим работы системы электроснабжения поселка «Яблоневый сад» была исследована система с применением столбовых трансформаторных подстанций.

Для установки столбовых трансформаторных подстанций в поселке необходимо выполнить расширение сетей 10 кВ и применить их в качестве основного напряжения распределительных сетей. Данное мероприятие позволит максимально снизить протяженность распределительных сетей 0,4 кВ.

Сокращение распределительных сетей 0,4 кВ позволит снизить потери напряжения и привести их в пределы, нормируемые по ГОСТу Р 54149-2010,

которые не должны превышать ± 5 % от номинального напряжения электрической сети. В существующей системе электроснабжения потери напряжения в конце линии 0,4 кВ могут достигать 15,47% в проводе сечением $3 \times 95 + 1 \times 95 + 1 \times 16$. Расчет потерь напряжения в исследуемой системе электроснабжения показал, что при увеличении существующей мощности в два раза потери напряжения в конце линии 0,4 кВ не превышают 2,0%.

Использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительных сетей позволит снизить потери мощности, передаваемой по ВЛ почти на 53,5 %.

Замена существующих комплектных трансформаторных подстанций с мощностью силового трансформатора на столбовые трансформаторные подстанции малой мощности приведет к увеличению потерь мощности в оборудовании. Потери мощности в существующем оборудовании составляют 3,56%, а в исследуемом 6,53%. Увеличение потерь в исследуемом оборудовании связано с проведением расчета при росте нагрузки в два раза и применением 46 столбовых трансформаторных подстанций малой мощности вместо 3-х комплектных трансформаторных подстанций.

Применение СТП малой мощности позволит выполнить подключение ограниченного количества потребителей, что в свою очередь позволит быстро выявлять участки, на которых происходит незаконное потребление электроэнергии.

Применение исследуемой системы электроснабжения позволит улучшить качество передаваемой электроэнергии, а также уменьшить потери мощности в распределительных сетях, снизить затраты населения на электроэнергию путем устранения ее воровства и обеспечить нормальный режим работы системы на длительный период.

3 Технико-экономическое обоснование применения исследуемой системы электроснабжения

Сетевые объекты характеризуются высокой стоимостью основных фондов. При этом основная часть текущих затрат и прибыли определяется прошлыми инвестициями. Управление работой сетей носит оперативный характер и сводится к принятию решений по устранению последствий воздействия негативных факторов.

Основным фактором, определяющим развитие сетей и экономические показатели деятельности сетевого предприятия, является реконструкция и техническое перевооружение сетей, в т.ч. улучшение конфигурации сетей и применение нового оборудования, не требующего капитального ремонта долгое время.

Восстановление (реконструкция) сетей в прежних параметрах и полном объеме по экономическим и техническим причинам сегодня нецелесообразно. Новые условия изменили требования, предъявляемые к сетям, возникла настоятельная необходимость в коренном обновлении сетей, создании сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с требованиями потребителя.

При рассмотрении вопроса о целесообразности реконструкции сетей с применением нового оборудования возникают 3 проблемы:

1. Определение оптимальных параметров оборудования с учетом его технического состояния и стоимостных показателей, применение которого будет способствовать росту экономической эффективности электрических сетей.

2. Оптимальный выбор сетевого электрооборудования в условиях многообразия предложений от производителей.

3. Оценка эффективности реконструкции (технического перевооружения). Развитие распределительных сетей изменяет требования к используемому

оборудованию и схемам распределительного устройства. Оптимизация жизненного цикла оборудования (материалов и конструкций) сети формирует ее параметры и определяет стоимость нового оборудования, сроки его окупаемости.

Политика сетевых предприятий в области технического перевооружения и реконструкции сетей должна быть направлена на обеспечение:

1) своевременной замены морально и физически устаревшего оборудования, снижающего показатели надежности электроснабжения и качества электроэнергии;

2) замены оборудования с параметрами, не соответствующими требованиям сети по динамической и термической устойчивости, напряжению, безопасности и др.;

3) снижения потерь электроэнергии на передачу по распределительным сетям;

4) повышения живучести сетей (надежности электроснабжения) и их управляемости;

5) улучшения системы учета количества и качества получаемой и отпускаемой энергии;

6) восприимчивости (адаптации) к растущим электрическим нагрузкам, использованию новых средств автоматизации, новым технологиям обслуживания;

7) электрической и экологической безопасности.

3.1 Оценка объемов технического перевооружения и реконструкции сетей

Как показывает опыт, при удовлетворительном эксплуатационно-ремонтном обслуживании оборудование подстанции служит до 40 лет. Полный капитальный ремонт оборудования (или модернизация) удлинит срок его службы до 1,5 раз. Однако это приводит к снижению технического уровня

электрических сетей. Применение принципиально новых аппаратов для автоматизации, управления и защиты сетей позволяет добиться качественного изменения способов их эксплуатации и обслуживания.

Реконструкции и техническому перевооружению подлежат система электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад».

В исследуемой системе электроснабжения применено современное оборудование отечественных производителей. В качестве базового варианта принято оборудование ООО «Электрощит», ГК «Секабель», линейная арматура фирмы Ensto за ее высокие показатели надежности. Оборудование фирмы «Электрощит» выпускается по современным технологиям SchneiderElectric и имеет ряд преимуществ перед оборудованием многих российских производителей - более высокие технические характеристики и улучшенные эксплуатационные свойства. Вместе с тем современное оборудование, производящееся на заводах ООО «Электрощит», имеет сравнительно более низкую стоимость в сравнении зарубежными аналогами. Также современное оборудование, выпускаемое в России, по своим рабочим эксплуатационным характеристикам не уступает образцам изделий западных производителей. При выборе оборудования также следует обратить внимание на затраты на эксплуатацию и ремонт.

3.2 Расчет капитальных вложений в систему электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

По многим оценкам, износ распределительных сетей в России превышает 60 %. Значительная часть оборудования отслужила два и более нормативных срока.

На этом фоне продолжается рост потребляемых мощностей. Изношенные сети, спроектированные в 70-е - 80-е годы прошлого века, без учета увеличения потребляемой мощности не справляются с таким ростом. Процесс старения и износа распределительных сетей продолжается, и в значительной мере это

относится к линиям электропередачи распределительных сетей 0,4 кВ и 10 кВ.

Несмотря на малый износ оборудования, установленного в коттеджном поселке «Яблоневый сад», оно уже не справляется с существующей нагрузкой коттеджного поселка, а в случае увеличения нагрузки оборудование будет работать на пределе своих возможностей, что приведет к уменьшению срока службы.

Техническое перевооружение, изменение основного напряжения распределительной сети могут сопровождаться увеличением или уменьшением капитальных вложений.

Капитальные вложения включают расходы, связанные с приобретением и монтажом высоковольтного электрооборудования.

Результаты расчета сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Капитальные вложения в систему электроснабжения

№	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс.руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	СТП 10/0,4 кВ 40 кВА	шт	3	65	195
2	СТП 10/0,4 кВ 63 кВА	шт	22	65	1430
3	СТП 10/0,4 кВ 100 кВА	шт	21	70	1470
4	СИП-3 1x95	км	20,4	47,178	962,431
5	5x95	км	1,605	55,197	88,59
6	4x25+1x16	км	6,42	73,09	469,237
7	Стойки СВ 110-5	шт	268	7,3	1956,4
	Итого				6571,658

Капитальные вложения учитываются без затрат на технический персонал и эксплуатацию транспортных средств. В стоимость оборудования входит доставка до места складирования или установки. В исследуемой системе электроснабжения складирование оборудования будет производиться на территории коттеджного поселка «Яблоневый сад».

Существующее оборудование, которое подлежит демонтажу, можно продать на вторичном рынке или применить при дальнейшем расширении поселка. Железобетонные опоры СВ95-3 закупке не подлежат, в исследуемой системе экономически выгодно их применять для подвеса ВЛИ-0,4 кВ.

3.3 Расчет затрат на установку нового оборудования в системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей и исключения в будущем возникновения тяжелых аварийных ситуаций в распределительных сетях необходима установка современного оборудования.

Нормы на строительство воздушных линий электропередачи (ВЛ) напряжением 0,38-35 кВ предусматривают применение унифицированных строительных конструкций, разработанных АО «РОСЭП» и выбраны по государственным элементным сметным нормам, Сборник № 33.

Затраты на установку опор и подвеску проводов ВЛ 20 кВ определяются по соответствующим нормам на строительство ВЛ 6-10 кВ.

Работы по выполнению строительства исследуемой системы электроснабжения ведутся тремя бригадами в составе, приведенном в таблице 17.

Таблица 17 – Состав монтажной бригады

№п/п	Наименование	Кол-во
1.	Электромонтажная бригада	15 чел (3 бригады)

Продолжение таблицы 17

2.	Бригадир	1 чел
3.	Электромонтажники	3 чел
4.	Водитель-машинист	1 чел

Работы выполняются в дневное время (с 8:00 до 17:00) без выходных, вахтовым методом. Один раз в смену в течение одного часа предусматривается перерыв на обед и обслуживание техники. Это время едино для всех работников, задействованных в данном производственном процессе.

Работы по выполнению строительства исследуемой системы электроснабжения ведутся тремя бригадами с применением технических средств приведенных в таблице 18.

Таблица 18 – Машины и механизмы

№п/п	Наименование	Кол-во, шт.
1.	Газель	3
2.	Машины бурильно крановые на автомобиле глубиной бурения 3,5 м	3
3.	Автомобили бортовые грузоподъемностью до 5 т	3

Трудоемкость работ по выполнению строительства исследуемой системы электроснабжения приведена в таблице 19 и рассчитана с применением цен на строительство, взятых из федеральных единичных расценок строительных работ (ФЕР-2001-33). Объем инвестиций на создание исследуемой системы электроснабжения представлен на рисунке 6.

Таблица 19 – Трудоемкость и стоимость выполняемых работ

№	Наименование работ	Количество монтируемого оборудования		Количество механизмов, шт	Заграты труда рабочих на 1	Эксплуатация машин на 1 опору (маш-ч)		Оплата механизмов, руб	Оплата механизмов, руб	Коэффициент, пересчета	Суммарная оплата труда/ механизмов, тыс.руб
		шт/км	шт								
1	Установка одностоечной железобетонной опоры	158	15	3	3,8	0,78/ 0,19	8,86	138,34/ 87,17	3,91	97,693	
2	Установка двухстоечной железобетонной опоры	55	15	3	3,8	1,86/ 0,4	8,86	138,54/ 87,17	3,91	77,966	
3	Монтаж изолированного провода напряжением 0,38 кВ	8,025	15	3	17, 87	2,61 / 1,34 / 0,89	9,18	74,61/ 82,22/ 87,17	3,91	60,076	
4	Монтаж изолированного провода напряжением 10 кВ	6,8	15	3	48, 96	7,56/ 6,63/ 2,45	9,29	74,61/ 82,22/ 87,17	3,91	47,262	
5	Монтаж СТП мощностью до 100 кВА	46	15	3	64, 06	0,87/ 1,71/ 2,14	9,51	138,54/ 111,99/ 82,288	3,91	197,36 8	

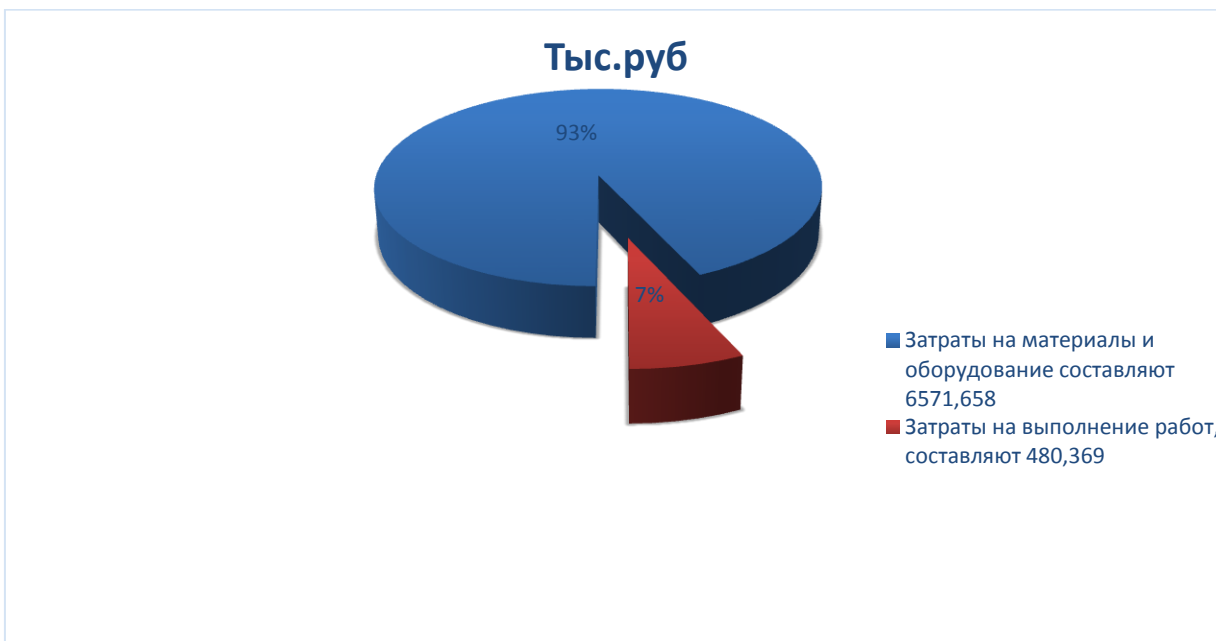


Рисунок 6 – Распределение затрат на создание существующей системы электроснабжения

Суммарные затраты с учетом покупки оборудования и выполнения строительно-монтажных работ рассчитаны по формуле:

$$I_3 = I_0 + I_M, \text{ руб.} \quad (11)$$

где I_0 - суммарная стоимость применяемого оборудования, руб;

I_M - стоимость строительно-монтажных работ, руб;

$$I_3 = 6571658 + 480361,81 = 7052019,81, \text{ руб.}$$

3.4 Оценка экономической составляющей в результате снижения потерь исследуемого варианта системы электроснабжения

Экономика определяет потери, как часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, произведенной на своих электростанциях и закупленной у других ее производителей. При этом зарегистрированный полезный отпуск электроэнергии здесь не только та его часть, денежные средства за которую

действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, т.е. потребление энергии зафиксировано.

Одной из мер по компенсации потерь электрической энергии в распределительных сетях и оборудовании является рост тарифов, есть и другие способы, с помощью которых распределяются недостающие потери.

На основании расчетов, выполненных во второй главе, определяется стоимость потерь электроэнергии в существующей и исследуемой системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад».

Стоимость годовых потерь электроэнергии в существующей системе электроснабжения определяется по формуле:

$$И_{\text{э}} = \Delta W \cdot C_{\text{э}}, \text{ руб.} \quad (12)$$

где, ΔW -потери электроэнергии в системе электроснабжения кВтч;

$C_{\text{э}}$ -стоимость электроэнергии за 1 кВт-ч.

Тарифная ставка на 2014 г. за 1 кВт ч, утвержденная приказом Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области №463 от 27.12.2013 составляет 2,06723 руб./ кВт-ч.

Суммарные потери мощности в существующих распределительных сетях составляют 5533,363 кВт-ч.

$$И_{\text{э,сущ.}} = 5533,363 \cdot 2,06723 = 11438,73 \text{ руб.}$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии в исследуемой системе электроснабжения определяется по формуле (12).

Суммарные потери мощности в существующих распределительных сетях составляют 2959,748 кВт-ч.

$$И_{\text{э,исл.}} = 2959,748 \cdot 2,06723 = 6118,47 \text{ руб.}$$

Экономия финансовых средств за счет снижения потерь мощности в распределительных сетях коттеджного поселка «Яблоневый сад» составит разность между затратами на потери в существующей системе электроснабжения и исследуемой системе электроснабжения и вычисляется по формуле:

$$И = I_{э.сущ.} - I_{э.исл.}, \text{ руб.} \quad (13)$$

где $I_{э.сущ.}$ стоимость потерь мощности в существующей системе электроснабжения;

$I_{э.исл.}$ стоимость потерь мощности в исследуемой системе электроснабжения.

$$И = 11438,73 - 6118,47 = 5320,26 \text{ руб.}$$

3.5 Оценка экономической составляющей в результате снижения недоучтенной электрической энергии

Согласно данным эксплуатирующей организации незаконное потребление электрической энергии в коттеджном поселке «Яблоневый сад» составляет 0,5% от потребляемой мощности, что составляет порядка 32020,0 кВт ч.

Стоимость годовых потерь недоучтенной электроэнергии в существующей системе электроснабжения определяется по формуле (12).

$$I_{э.нед} = 32020,0 \cdot 2,06723 = 76528,8546 \text{ руб.}$$

3.6 Суммарная оценка экономического эффекта в результате применения столбовых трансформаторных подстанций в системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

Суммарная выгода от уменьшения потерь мощности в

распределительных сетях и устранения незаконного подключения рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{сум.}} = I + I_{\text{э.нед}}, \text{ руб.} \quad (14)$$

где I - экономия финансовых средств за счет снижения потерь мощности в распределительных сетях, руб;

$I_{\text{э.нед}}$ - стоимость годовых потерь недоучтенной электроэнергии, руб.

$$I_{\text{сум.}} = 5320,26 + 76528,8546 = 81849,1146, \text{ руб.}$$

3.7 Оценка стоимости демонтируемого оборудования

Существующая система электроснабжения состоит из 3 КТП 10/0,4 кВ с мощностью силовых трансформаторов 630 кВА, ВЛ-10 кВ и ВЛИ-0,4 кВ.

При демонтаже на вторично рынке можно продать часть демонтируемого оборудования, такого как КТП, провод и железобетонные стойки СВ 95-3.

Количество демонтируемого оборудования и рыночная стоимость сведены в таблицу 20.

Таблица 20 – Ведомость демонтируемого оборудования

№	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс.руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	КТП 10/0,4 кВ 630 кВА	шт	3	250,0	195
2	3x120+1x120+1x16	км	1,08	50,0	1430

Продолжение таблицы 20

3	3x95+1x95+1x16	км	11,202	50,0	1470
4	СВ 95-3	шт	440	0,5	220,0
	Итого				1580,1

Капитальные вложения в исследуемую систему электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» уменьшатся за счет продажи существующего оборудования.

3.8 Оценка стоимости реконструкции существующей системы электроснабжения

В системе электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» износ оборудования составляет не более 20%. Существующее оборудование не справляется с нагрузкой коттеджного поселка, а в случае увеличения нагрузки оборудование будет работать на пределе своих возможностей, что приведет к выходу его из строя.

Для обеспечения бесперебойного питания поселка и с учетом роста нагрузки в течении 5 лет в два раза необходима установка дополнительных трансформаторных подстанций и строительство к ним ВЛТ-10 кВ.

Для проведения анализа был выбран вариант с установкой трех трансформаторных подстанций мощностью 630 кВА, строительством ВЛ-10 кВ протяженностью 3,0 км и строительством ВЛИ-0,4 кВ протяженностью 1,0 км.

Капитальные вложения, связанные с приобретением высоковольтного электрооборудования приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Затраты на покупку оборудования и материалов

№	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс.руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	КТП 10/0,4 кВ 630 кВА	шт	3	580,0	1740,0
2	СИП-3 1x95	км	9,0	47,178	424,6
3	Стойки СВ 110-5	шт	75	7,3	547,5
4	3x70+1x70+1x16	км	1,0	178,58	178,58
5	Стойки СВ 95-3	шт	40	5,5	220,0
	Итого				3110,68

Трудоемкость работ по выполнению реконструкции существующей системы электроснабжения приведена в таблице 22 и рассчитана с применением цен на строительство взятых с федеральных единичных расценок строительных работ (ФЕР-2001-33).

Таблица 22 – Трудоемкость и стоимость выполняемых работ

№	Наименование работ	Количество монтируемого	Количество рабочих, шт	Количество механизмов,	Затраты труда рабочих на 1 опору (чел-ч)	Эксплуатация машин на 1 опору (маш-ч)	Оплата труда/	Оплата механизмов, руб	Коэффициент, пересчета	Суммарная оплата труда/ механизмов, тыс.руб

Продолжение таблицы 22

2	Установка двухстоечной железобетонной опоры	25	5	1	7,9	1,86/ 0,4	8,86	138,54/ 87,17	3,91	35,439
3	Монтаж КТП мощностью до 630 кВА	3	5	1	37,21	2,44/ 4,94	9,76	111,99/ 111,99	3,91	13,995
4	Монтаж изолированного провода напряжением 10 кВ	3,0	5	1	48,96	7,56/ 6,63/ 2,45	9,29	74,61/ 82,22/ 87,17	3,91	16,588
5	Монтаж изолированного провода напряжением 0,38 кВ	1,0	15	3	17,87	2,61 / 1,34 / 0,89	9,18	74,61/ 82,22/ 87,17	3,91	2,137
	Итого									123,767

3.9 Расчет срока окупаемости при внедрении исследуемой системы

Важный показатель, позволяющий оценить эффективность проекта, в который вкладываются денежные средства, - период окупаемости. Он показывает срок, в течение которого амортизация и суммы чистой прибыли направляются на возвращение капитала, инвестированного первоначально в проект.

Капитальные вложения в исследуемую систему электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад» можно рассчитать по формуле:

$$I_{\text{кап}} = I_3 - I_{\text{об}} - I_{\text{рек}}, \text{ руб.} \quad (16)$$

где I_3 - суммарные затраты на выполнение строительного-монтажных работ, руб;

$I_{\text{о}}$ - прибыль от продажи существующего оборудования, руб;

$I_{\text{рек}}$ - затраты на проведение реконструкции существующей системы электроснабжения, руб.

$$I_{\text{кап}} = 7052,01981 - 1580,0 - 3234,45 = 2237,5698, \text{ тыс. руб.}$$

Расчет периода окупаемости выполнен по формуле:

$$PP = \frac{I_3}{I_{\text{сум}}}, \quad (17)$$

где PP показатель окупаемости исследуемого проекта, лет;

I_3 - суммарные затраты на выполнение строительного-монтажных работ, руб;

$I_{\text{сум}}$ - суммарная выгода от уменьшения потерь мощности в распределительных сетях и устранения незаконного подключения, руб.

$$PP = \frac{42237569,8}{81849,1146} = 27,4 \text{ года}$$

С учетом ежегодно растущей тарифной ставки на электроэнергию суммарная экономия денежных средств будет увеличиваться, а срок окупаемости снижаться.

3.10 Сравнительный анализ затрат на строительство существующей и исследуемой системы электроснабжения

Срок окупаемости исследуемой системы электроснабжения составляет 27,4 года, что обуславливается полным перевооружением системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад». Для получения

полной информации о преимуществах системы электроснабжения с применением столбовых трансформаторных подстанций необходимо сравнить затраты на строительство двух вариантов.

В существующей системе электроснабжения используются 3 КТП 10/0,4 кВ с мощностью силового трансформатора 630 кВА, установка 632 стоек СВ 95-5 и подвес провода. Сводная ведомость применяемых материалов приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Ведомость используемых материалов в существующей системе электроснабжения

№	Наименование элементов схемы	Ед. изм.	Количество	Сметная стоимость с учетом строительно-монтажных работ в тыс.руб.	
				Единицы	Общая стоимость
1	КТП 10/0,4 кВ 630 кВА	шт	3	580,0	1740,0
5	4x120+1x120+1x16	км	1,08	236	254,88
6	4x95+1x95+1x16	км	11,202	189	2117,178
7	Стойки СВ 95-3	шт	632	5,5	3476,0
	Итого				7588,058

При проведении расчётов затрата на создание исследуемой системы было принято решение о вторичном использовании железобетонных стоек СВ 95-3 для подвеса самонесущего изолированного провода. Количество используемых опор составляет 192 штуки. Затраты на их приобретение и установку составят 1149,956 тысяч рублей.

Затраты на проведение строительства существующей системы электроснабжения приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Трудоемкость и стоимость выполняемых работ

№	Наименование работ	Количество монтируемого	Количество рабочих, шт	Количество механизмов,	Затраты труда рабочих на 1 опору (чел-ч)	Эксплуатация машин на 1 опору (маш-ч)	Оплата труда/	Оплата механизмов, руб	Коэффициент, пересчета	Суммарная оплата труда/ механизмов, тыс.руб
1	Установка одностоечной железобетонной опоры	476	5	1	3,8	0,78/ 0,19	8,86	138,3 4/ 87,17	3,91	294,31 6
2	Установка двухстоечной железобетонной опоры	156	5	1	7,9	1,86/ 0,4	8,86	138,5 4/ 87,17	3,91	221,13 9
3	Монтаж КТП мощностью до 630 кВА	3	5	1	37,21	2,44/ 4,94	9,76	111,9 9/ 111,9 9	3,91	13,995
5	Монтаж изолированного провода напряжением 0,38 кВ	12,082	15	3	17,87	2,61/ 1,34/ 0,89	9,18	74,61 / 82,22 / 87,17	3,91	25,819
	Итого									555,22 8

Объем инвестиций на создание существующей системы электроснабжения с учетом увеличения мощности в два раза, приведены на рисунке 7 и составляют 11377735,55269 рублей.

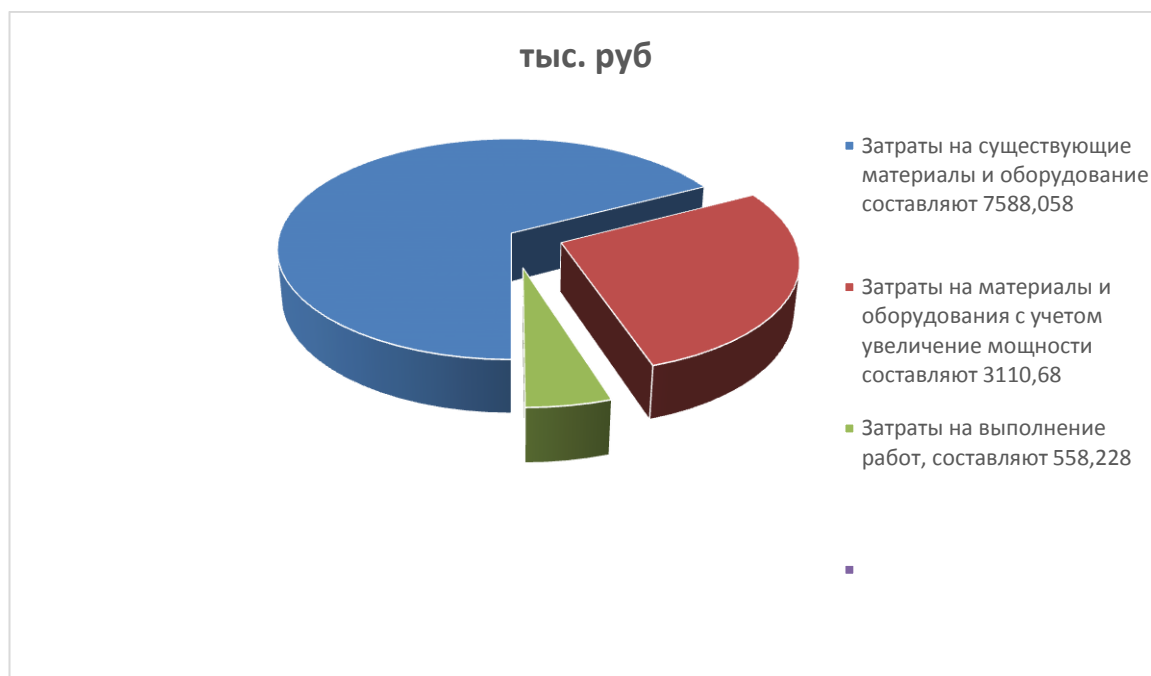


Рисунок 7 – Распределение затрат на создание существующей системы электроснабжения

Суммарные затраты на создание исследуемой системы электроснабжения с учетом увеличения мощности в два раза составляют 8201975,81 рублей.

Экономическая выгода при строительстве исследуемой системы электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{выг}} = I_{\text{сущ}} - I_{\text{исл}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{сущ}}$ - суммарные затраты на строительство существующей системы электроснабжения, руб;

$I_{\text{исл}}$ - суммарные затраты на исследуемой существующей системы электроснабжения, руб;

$$I_{\text{выг}} = 11377735,55269 - 8201975,81 = 3175759,72 \text{ руб.}$$

Анализ инвестиций в исследуемую и существующую систему электроснабжения представлен на рисунке 8.

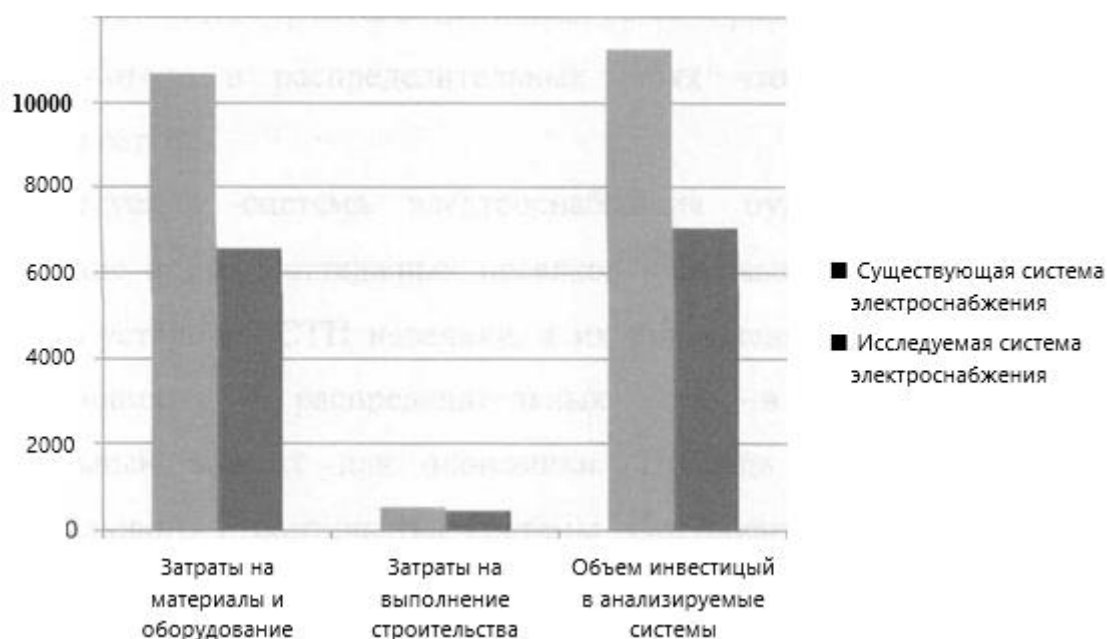


Рисунок 8 – Анализ затрат на создание существующей и исследуемой систем электроснабжения

3.11 Выводы по разделу 3

Проведя расчет затрат на потери мощности в распределительных сетях, недоучтенную электроэнергию и определив стоимость капитальных вложений в исследуемую систему электроснабжения, был определен срок окупаемости варианта электроснабжения с применением столбовых трансформаторных подстанций в коттеджном поселке «Яблоневый сад». Срок окупаемости инвестиций в исследуемую систему электроснабжения составил 27,4 года.

Длительный срок окупаемости обусловлен малыми потерями в распределительных сетях, что связано с малой потребляемой мощностью коттеджного поселка и высокой стоимостью строительно-монтажных работ.

Для электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад»

исследуемая система электроснабжения позволит оправдать затраты и уменьшить срок окупаемости в случае дальнейшего расширения поселка и роста нагрузки более чем, в два раза. Существенный рост нагрузки повлечет за собой дорогостоящее строительство новых сетей и расширение существующих, возрастут потери в распределительных сетях что увеличит затраты на содержание сетей.

Исследуемая система электроснабжения будет востребована при строительстве новых коттеджных поселков или расширении существующих. Затраты на установку СТП невелики, а их применение позволяет уменьшить потери мощности в распределительных сетях в два раза, что носит положительный эффект для экономики. Проведя сравнительный анализ стоимости нового строительства системы электроснабжения с применением КТП и распределительных сетей 0,4 кВ и применением столбовых трансформаторных подстанций с распределительными сетями 10 кВ можно сделать вывод, что применение исследуемого варианта экономически выгодно. Строительство исследуемой системы дешевле за счет применения малого сечения провода в распределительных сетях 0,4 кВ и малой стоимости столбовых трансформаторных подстанций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения диссертационной работы были достигнуты следующие результаты:

1. Анализ структуры системы электроснабжения коттеджного поселка «Яблоневый сад», потерь напряжения и мощности в распределительных сетях, а также потерь недоучтенной электроэнергии позволяет сделать следующие основные выводы:

- установленные комплектные трансформаторные подстанции, используемые в системе электроснабжения коттеджного посёлка загружены фактически на 100% и не способны обеспечить качественное и бесперебойное электроснабжение при увеличении нагрузки существующих потребителей или подключении новых;

- распределительные сети 0,4 кВ имеют большую протяженность, что в сумме с большим количеством подключенных абонентов увеличивает риск нарушения бесперебойной подачи электроэнергии. Качество передаваемой электроэнергии не соответствует ГОСТу Р54149-2010, также значительны технические потери мощности;

2. Применение 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети позволит снизить потери мощности и уменьшить вероятность незаконного подключения к распределительным сетям.

3. Замена в системе электроснабжения комплектных трансформаторных подстанций на столбовые трансформаторные подстанции малой мощности позволит подключать ограниченное количество абонентов, снизить протяженность распределительных сетей 0,4 кВ, в которых по проведенным расчетам происходят самые большие потери напряжения и передаваемой мощности.

4. В результате совместного применения 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети и столбовых трансформаторных подстанций малой мощности потери мощности в распределительных сетях

снижаются почти на 53,5%, а потери напряжения в воздушных линиях 0,4 кВ приводятся в соответствие и привести в соответствие ГОСТу Р54149-201.

5. Проведенный технико-экономический расчет показал, что стоимость строительства исследуемой системы электроснабжения ниже чем стоимость строительства существующей системы при условии увеличения мощности абонентов в два раза. Были рассчитаны экономический эффект в результате снижения потерь мощности и исключения незаконного подключения к распределительным сетям. Результаты расчётов позволили выявить срок окупаемости внедрения исследуемой системы электроснабжения.

6. Анализ затрат на создание двух новых систем электроснабжения показал, что применение столбовых трансформаторных подстанций экономически выгодно по сравнению с установкой комплектных подстанций.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Государственные элементные сметные нормы ГЭСН 81-02-33-2017. Линии электропередач. Кн. 1. Электрические сети напряжением 0,38-1150 кВ. М.: Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой России), 2000. Утвержден: Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 30.12.2016. постановлением Госстроя России от 13.11.2000 г. № 110.

2. Федеральные единичные расценки на строительные работы (ФБР) 81-02-33-2001. Линии электропередач. Кн. 1. Электрические сети напряжением 0,38-1150 кВ. - М.: Государственный комитет Российской Федерации по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству (Госстрой России), 2003. Утверждены и введены в действие с 7 августа 2003 г. постановлением Госстроя России от 07.08.2003 г. № 142.

3. Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е24. Монтаж сооружений связи. Выпуск 1. Кабельные линии связи. Утверждены постановлением Государственного строительного комитета СССР, Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и Секретариата Всесоюзного Центрального Совета Профессиональных Союзов от 5 декабря 1986 г. № 43/512/29-50 для обязательного применения на строительных, монтажных и ремонтно-строительных работах.

4. Постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 N 442 (ред. от 10.02.2014) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" (вместе с "Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии", "Правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии"). Собрание законодательства РФ от 04.06.2012.

5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2013-01-01. М.: Стандартинформ, 2012.

6. Правила устройства электроустановок. Раздел 6. Электрическое освещение. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. 7-е изд. Санкт-Петербург : Изд-во ДЕАН, 2001. 78 с.

7. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. - Введ. 1994-07-07 Министерством топлива и энергетики Российской Федерации, Российским акционерным обществом энергетики и электрификации "ЕЭС России".

8. Приказ № 326 Министерства энергетики Российской Федерации «Об организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» - Введ. 2008.12.30.

9. Уголовный кодекс Российской Федерации. - М.: Омега-Л, 2005.

10. Железко Ю. С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. 277 с.

11. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов. Москва: ЭНАС, 2009. с.455.

12. Анчарова Т. В., Рашевская М.А., Стебунова Е.Д. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений [Электронный ресурс]: учебник / 2-е изд., перераб. и доп. Москва. : Форум : ИНФРА-М, 2018. 414 с.

13. Ушаков В. Я. Электроэнергетические системы и сети : учеб. пособие для бакалавриата и магистратуры. Нац. исслед. Томский политехн. ун-т. Гриф УМО. Москва : Юрайт, 2016. 446 с.

14. Воротницкий, В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных

сетях 6 - 10 кВ //Электрические станции. 1999. № 8. С.38-42.

15. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов// Электрические станции. 2001. № 9. С.33-38.

16. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения // Электрические станции. 2001. № 8. С.19-24.

17. Галанов В.П., Галанов В.В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях // Электрические станции. 2001. № 5. С.54-63.

18. Воротницкий В.Э., Загорский Я.Т., Апрыткин В.Н. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях // Электрические станции. 2000. № 5. С.9-13.

19. Овчинников А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ // Новости ЭлектроТехники. 2003. № 1. С.15-17.

20. Андреев Г.И., Тихомирова В.А. Основы управления предприятием// Модели и методы в условиях неопределенности. Книга 2. Финансы и статистика. 2006. с. 304.

21. Баркан Я.Д., Маркушевич Н.С. Использование статистической информации о качестве напряжения в электрических сетях// Энергия. 1972.

22. Агунов М.В. Новый подход к измерению электрической мощности// Промышленная энергетика. 2004. № 2. С.30-33.

23. Косоухов Ф.Д., Наумов И.В. Несимметрия напряжений и токов в сельских распределительных сетях. Иркутск, 2003. 260 с.

24. Косоухов Ф.Д. Потери мощности и напряжения в сельских сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке // Техника в сельском хозяйстве. 1998. № 3. С.5-8.

25. Косоухов Ф.Д. Потери мощности и напряжения в сельских сетях 0,38 кВ при неполнофазных ответвлениях от трёхфазной линии // Мех.и электр. сел. хоз-ва. 1985. № 2. С.30-32.

26. Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г. Оценка экономического ущерба от

несимметрии и несинусоидальности напряжений в промышленных системах электроснабжения Текст. // Техн. Электродинамика. 1999. № 1. С.33-37.

27. Кулагин С. А. Способы и средства повышения качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ при несимметричной нагрузке: дис. канд. техн. наук. Л.: ЛСХИ, 1999. 190 с.

28. Максимов В.М. Методы и технические средства повышения эксплуатационной надежности сельскохозяйственных электроприводов: автореф. дис. канд. техн. наук. М.: Энергоатомиздат, 2004. 17с.

29. Сердешнов А., Протосовицкий И., Леус Ю., Шумра П. Симметрирующее устройство для трансформаторов. Средство стабилизации напряжения и снижения потерь в сетях 0,4 кВ// Новости электротехники. 2005. № 1.

30. Бессонов Л.А., Зевеке Г.В. Теоретические основы электротехники. М.: Высш. Школа, 1978. с. 51625. и др. Основы теории цепей. Энергоатомиздат, 1989. 487 с.

31. Гамазин С.Н., Пупи В.М., Марков Ю.В. Обеспечение надёжности электроснабжения и качества электроэнергии// Промышленная энергетика. 2006. № 11. С.17-22.

32. Каширин, В.И. Обслуживание и эксплуатация столбовых трансформаторных подстанций // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов: сборник трудов III Международной научно-технической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. Тольятти: ТГУ. 2014.

33. Sabir Messalti, Fares Zitouni, Issam Griche, Sabir Messalti, Fares Zitouni, Issam Griche «Design of Mv/Lv Substation Transformer» Engineering, 2013, 5, 20-25doi:10.4236/eng.2013.51b004 Published Online January 2013

34. C. W. Plummer, G. L. Goedde, E. L. Pettit Jr., J. S. Godbee and M. G. Hennessey, "Reduction in Distribution Transformer Failure Rates and Nuisance Outages Using Improved Lightning Protection Concepts," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.10 No.2, pp. 768-777, 1995.

35. Lightning Protection Design Committee, “Guide of Lightning Protection Design for Power Distribution Lines,” CRIEPI Report No.T69 (in Japanese), 2002
36. Hemant Joshi Industrial Electrical Systems. Chapter (McGraw-Hill Professional, 2008).
37. Pole Mounted Transformers – Distribution. Asset Management Plan Record Number: R260428, version number: 1.0. Date: October 2015.

Приложение А

Таблицы потерь напряжения в существующих распределительных сетях 0,4кВ

Таблица А1 – Потери напряжения Ф-1 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1-100/3	60,0	160	3x95+1x95+1x16	2,2
2	1	100/3-101/21	630,0	52,5	3x95+1x95+1x16	6,34
3	1	100/3-100/4	30,0	107,5	3x95+1x95+1x16	2,97
4	1	100/4-102/22	660,0	55,0	3x95+1x95+1x16	7,12
5	1	100/4-100/10	180,0	52,5	3x95+1x95+1x16	5,23
6	1	100/10-100/30	630,0	52,5	3x95+1x95+1x16	9,37

Таблица А2 – Потери напряжения Ф-2 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	2	200/1-200/10	270,0	157,5	3x120+1x120+1x16	8,054
2	2	200/10-201/21	630,0	52,5	3x95+1x95+1x16	12,194
3	2	200/10-200/15	150,0	105	3x95+1x95+1x16	11,034
4	2	200/15-202/21	630,0	52,5	3x95+1x95+1x16	15,17

Продолжение таблицы А2

5	2	200/15- 200/37	660,0	52,5	3x120+1x120+1x16	15,47
---	---	-------------------	-------	------	------------------	-------

Таблица А3 – Потери напряжения Ф-3 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	3	300/1- 300/2	30,0	75	3x95+1x95+1x16	2,2
2	3	300/2- 300/17	450,0	37,5	3x95+1x95+1x16	6,34
3	3	300/1- 301/15	450,0	37,5	3x95+1x95+1x16	2,97

Таблица А4 – Потери напряжения Ф-4 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	4	400/1- 400/10	270,0	92,5	3x95+1x95+1x16	5,9
2	4	400/10- 401/7	210,0	17,5	3x50+1x50+1x16	7,0
3	4	400/10- 400/11	30,0	75,0	3x95+1x95+1x16	6,0
4	4	400/11- 402/7	210,0	17,5	3x50+1x50+1x16	7,1
5	4	400/11- 400/15	120,0	57,5	3x95+1x95+1x16	9,7

Продолжение таблицы А3

6	4	400/15- 403/7	210,0	17,5	3x50+1x50+1x16	10,8
7	4	400/15- 400/16	30,0	40,0	3x95+1x95+1x16	11,18
8	4	400/16- 404/7	210,0	17,5	3x50+1x50+1x16	12,28
9	4	400/15- 403/7	300,0	22,5	3x95+1x95+1x16	12,79

Таблица А5 – Потери напряжения Ф-1 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №2

№	Фидер	Участок	Длина,м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/5	60,0	100	3x95+1x95+1x16	1,43
2	1	100/5- 101/12	360,0	30,0	3x70+1x70+1x16	4,93
3	1	100/5- 100/6	30,0	70	3x50+1x50+1x16	1,93
4	1	100/6- 102/9	270,0	22,5	3x95+1x95+1x16	3,38
5	1	100/7- 100/8	270,0	22,5	3x95+1x95+1x16	3,38
6	1	100/7- 100/8	30	25	3x95+1x95+1x16	2,1
7	1	100/8- 100/14	180	15	3x95+1x95+1x16	2,7
8	1	100/8- 104/5	120	10	3x50+1x50+1x16	2,65

Таблица А6 – Потери напряжения Ф-2 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №2

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	2	200/1- 201/13	390,0	32,5	3x50+1x50+1x16	5,1
2	2	200/1- 200/3	30,0	95,0	3x95+1x95+1x16	0,68
3	2	200/2- 202/13	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	3,72
4	2	200/3 203/13	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	3,72
5	2	200/3- 200/16	390,0	30,0	3x95+1x95+1x16	3,48

Таблица А7 – Потери напряжения Ф-3 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №2

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	3	300/1- 300/5	60,0	130	3x95+1x95+1x16	1,86
2	3	300/4- 301/13	390,0	32,5	3x70+1x70+1x16	5,9
3	3	300/5- 302/13	390,0	32,5	3x70+1x70+1x16	5,9
4	3	300/5- 300/6	30,0	65	-3x95+1x95+1x16	2,3
5	3	300/6- 303/13	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	5,33

Продолжение таблицы А7

6	3	300/6- 300/20	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	5,33
---	---	------------------	-------	------	----------------	------

Таблица А8 – Потери напряжения Ф-4 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №2

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	4	400/1- 401/13	390,0	32,5	3x50+1x50+1x16	5,1
2	4	400/1- 400/3	30,0	65,0	3x95+1x95+1x16	0,47
3	4	400/2- 402/13	390,0	32,5	3x70+1x70+1x16	4,67
4	4	400/3- 403/13	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	3,5

Таблица А9 – Потери напряжения Ф-1 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №3

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/3	90,0	90,0	3x95+1x95+1x16	1,93
2	1	100/4- 102/13	390,0	32,5	3x95+1x95+1x16	4,4
3	1	100/3- 101/10	300,0	25,0	3x50+1x50+1x16	5,33
4	1	100/4- 100/18	420,0	32,5	3x95+1x95+1x16	4,6

Таблица А10 – Потери напряжения Ф-2 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №3

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	200/1- 200/12	330,0	25,0	3x95+1x95+1x16	1,97
2	1	200/1- 201/9	270,0	22,5	3x50+1x50+1x16	2,7

Таблица А11 – Потери напряжения Ф-3 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №3

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	300/1- 301/9	270,0	22,5	3x50+1x50+1x16	2,76
2	1	300/1- 300/12	360,0	25,0	3x50+1x50+1x16	4,1

Таблица А12 – Потери напряжения Ф-4 КТП 10/0,4 кВ 630 кВА №3

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	400/1- 400/3	60,0	90,0	3x95+1x95+1x16	1,3
2	1	400/4- 402/12	360,0	30,0	3x50+1x50+1x16	6,2
3	1	400/3- 401/12	360,0	30,0	3x95+1x95+1x16	3,9
4	1	400/4- 400/17	390,0	30,0	3x95+1x95+1x16	4,1

Приложение Б

Таблицы потерь напряжения в исследуемых распределительных сетях 0,4кВ

Таблица Б1 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА

№1

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/4	60,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,743
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49

Таблица Б2 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА

№2

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
3	1	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41

Продолжение таблицы Б2

4	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б3 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№3

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,49
3	1	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,33
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б4 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА
№4

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24

Продолжение таблицы Б4

3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б5 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№5

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/4	60,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,74
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б6 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА
№6

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б7 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА
№7

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5
2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58

Продолжение таблицы Б4

4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б8 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА
№8

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б9 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №9

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5
2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б10 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №10

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24

Продолжение таблицы Б10

3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б11 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №11

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5
2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49

Продолжение таблицы Б11

8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
---	---	-----------------	------	------	----------------	------

Таблица Б12 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №12

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б13 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №13

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5

Продолжение таблицы Б13

2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б14 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №14

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37

Продолжение таблицы Б14

5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б15 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №15

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5
2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б16 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100
кВА №16

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б17 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100
кВА №17

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,5
2	1	100/2- 100/4	60,0	30,0	3x25+1x25+1x16	1,5
3	1	100/4- 100/5	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	1,58

Продолжение таблицы Б17

4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,63
5	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,63
6	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
7	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
8	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б18 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №18

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,41
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49

Таблица Б19 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№19

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/4	60,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,743
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б20 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№20

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,41
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Продолжение таблицы Б20

6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
---	---	-----------------	------	-----	----------------	------

Таблица Б21 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №21

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,41
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,33
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б22 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №22

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71

Продолжение таблицы Б22

4	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б23 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№23

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/4	60,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,74
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
5	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б24 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №24

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1-100/2	30,0	35,0	3x25+1x25+1x16	0,58
2	1	100/2-100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,24
3	1	100/2-101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,71
4	1	100/4-102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,37
5	2	200/1-200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
6	2	200/2-200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
7	2	200/2-201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б25 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №25

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1-100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2-100/4	60,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,74
3	1	100/2-101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Продолжение таблицы Б25

4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
5	2	200/2- 201/2	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б26 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №26

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/6	150,0	25,0	3x25+1x25+1x16	2,0
2	2	200/1- 200/5	120,0	25,0	3x25+1x25+1x16	1,6

Таблица Б27 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 40 кВА №27

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,19
2	1	100/1- 100/2	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,08
3	2	200/1- 200/2	30,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,16

Таблица Б28 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА
№28

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
3	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,33
4	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б29 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 40 кВА
№29

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/4	90,0	15,0	3x25+1x25+1x16	0,75
2	2	200/1- 200/3	60,0	15,0	3x25+1x25+1x16	0,5

Таблица Б30 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 40 кВА
№30

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
---	-------	---------	----------	----------------------------	-------------------------	----------

Продолжение таблицы Б30

1	1	100/1- 101/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,19
2	1	100/1- 100/2	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,08
3	2	200/1- 200/2	30,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,16

Таблица Б31 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №31

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
2	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
3	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,33
4	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б32 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №32

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41

Продолжение таблицы Б32

2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/2- 200/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б33 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №33

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 201/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/3- 200/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,63

Таблица Б34 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №34

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,57
6	2	200/3- 200/4	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,658
7	2	200/3- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,7

Таблица Б35 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №35

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Продолжение таблицы Б35

4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	10,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/2- 201/1	30,0	5,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б36 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №36

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/3- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,63

Таблица Б37 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №37

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
---	-------	---------	----------	----------------------------	-------------------------	----------

Продолжение таблицы Б37

1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б38 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №38

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33

Продолжение таблицы Б38

6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46
---	---	-----------------	------	------	----------------	------

Таблица Б39 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №39

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/2- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б40 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №40

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49

Продолжение таблицы Б40

3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/3- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,63

Таблица Б41 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №41

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б42 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №42

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б43 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №43

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41

Продолжение таблицы Б43

5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/2- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,54

Таблица Б44 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 63 кВА №44

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
2	1	100/2- 100/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
3	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,54
4	2	200/1- 200/2	30,0	25,0	3x25+1x25+1x16	0,41
5	2	200/2- 200/3	30,0	5,0	3x25+1x25+1x16	0,49
6	2	200/3- 201/1	15,0	15,0	3x16+1x16+1x16	0,63

Таблица Б45 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №45

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67

Продолжение таблицы Б45

2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46

Таблица Б46 – Потери напряжения в отходящих фидерах СТП 10/0,4 кВ 100 кВА №46

№	Фидер	Участок	Длина, м	Передаваемая мощность, кВт	Сечение и марка провода	Потери %
1	1	100/1- 100/2	30,0	40,0	3x25+1x25+1x16	0,67
2	1	100/2- 100/4	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	1,33
3	1	100/4- 102/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	1,46
4	1	100/2- 101/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,8
5	2	200/1- 200/3	60,0	20,0	3x25+1x25+1x16	0,33
6	2	200/3- 201/1	15,0	10,0	3x16+1x16+1x16	0,46